UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS - UFMG

ESCOLA DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEE

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Aluna: Cicéli Martins Luiz

Orientador: Clever Sebastião Pereira Filho

Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG

Belo Horizonte,

Maio de 2012

Cicéli Martins Luiz

Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico

Dissertação de Mestrado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Engenharia de Potência

Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Clever Sebastião Pereira Filho
Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG

Universidade Federal de Minas Gerais
Belo Horizonte, 2012

DEDICATÓRIA

Dedico essa dissertação ao meu marido e companheiro de jornada Vagner, pelo amor que tantas vezes sustentou meus passos...

'O valor do conhecimento advém não da sua posse
e sim do seu compartilhamento'

Paulo Spinato

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida e pelos dons a mim confiados e aos meus pais Aparecida e Roberto por me mostrarem que a maior riqueza que posso ter é o conhecimento.

Agradeço ao meu orientador Professor Clever Pereira e ao Professor Walmir Freitas - Unicamp que, mesmo informalmente, se dispôs a ser meu co-orientador, me incentivando, orientando e dedicando seu precioso tempo a esse trabalho.

Agradeço aos colegas que tanto me ajudaram na elaboração dessa dissertação, através do incentivo, disponibilização de material e informações, sugestões e idéias e que não posso deixar de citar nominalmente, tamanha gratidão tenho com cada um deles: Ademir Nakazato, Alécio de Melo, Alexandre Sales, Alisson Trindade, Álvaro Paulino, Ângelo Rodrigues, Ângelo Silva, Antonio Donadon, Brunno Viana, Carlos Eduardo Vizeu, Dirceu Ferreira, Elio Vicentini, Eloi Rufato, Henrique França, Izonel Henriques, Jorge Teixeira, José Vicente Duarte, Julio Bellan, Julio Marques, Layse de Vasconcellos, Marcio Eli, Rogério Lages, Salzano Garcia, Valmir Ziolkowski. Encontrar pessoas com o profissionalismo e boa vontade que vocês possuem me leva a acreditar em um mundo mais humano e melhor.

Enfim agradeço ao Vagner, por todo o amor, paciência, compreensão e apoio ao longo desses 15 anos...

RESUMO

Em um cenário no qual a demanda por energia é crescente e questões de ordem ambiental e financeira se apresentam como entraves à viabilização de grandes empreendimentos, é notável o papel a ser desempenhado por unidades geradoras conectadas aos sistemas de distribuição ou transmissão, a que se denomina Geração Distribuída - GD. Dentre as vantagens apresentadas pela GD cita-se, por exemplo, a redução do transporte da energia e, conseqüentemente, a redução das perdas elétricas e da necessidade da realização de investimentos para o atendimento de novas cargas.

Incentivos governamentais a esse novo modelo e a elaboração de legislações que reconhecem a figura do produtor independente de energia, assegurando seu livre acesso ao sistema elétrico, proporcionaram um grande aumento da participação de unidades de GD no mercado energético brasileiro. Só o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, PROINFA, tem como meta a incorporação de 3.300 MW ao Sistema Elétrico Integrado Nacional proveniente de acessantes de geração.

No entanto, a inserção de fontes de GD representa uma grande mudança de paradigma para as distribuidoras no que se refere ao seu planejamento, operação e manutenção. Isso porque a instalação dessas unidades transforma um sistema anteriormente radial em um sistema em anel, com mais de uma fonte de contribuição para o curto-circuito. Essa mudança pode alterar significativamente o desempenho dos esquemas e equipamentos de proteção contra curtos-circuitos das distribuidoras, exigindo que novas medidas sejam adotadas a fim de garantir seu adequado funcionamento. Cabe ressaltar que a determinação de tais medidas é bastante desafiadora, já que leva em consideração a premissa de não inviabilizar a conexão do acessante e não onerar o consumidor final.

Nesse contexto, é objetivo desse trabalho avaliar, do ponto de vista de proteção do sistema de distribuição de 161 até 13,8 kV, como tem sido feita a conexão de acessantes de geração ao sistema, elencando os principais impactos proporcionados e as soluções e exigências adotadas pelas distribuidoras para mitigá-los.

ABSTRACT

In a scenario which energy demand is increasing and environmental and financial issues pose a sort of predicament to the feasibility of large enterprises, a remarkable role is played by generating units connected with distribution or transmission systems which is called Distributed Generation, or DG. Amongst the advantages offered by Distributed Generation are, for instance, reducing the transport of energy and thus, the reduction of electrical losses as well as the need for investments to meet new loads requirements.

Governmental incentives towards this new model and the elaboration of new laws that recognize the role of the independent power producer ensuring free access to the system, grant a major increase in the participation of Distributed Generation units in the Brazilian energy market. PROINFA, which stands for Incentive for Alternative Sources of Electric Energy Program, alone, aims to incorporate 3,300 MW into the National Integrated Power System from Distributed Generation.

This shift may significantly modify the performance of the utilities schemes and protection equipment, requiring that new measures are adopted to ensure its proper operation. It is worth mentioning that the determination of such measures is quite challenging, since it takes into account the premise that the DG connection should not be discontinued, and also that the consumers should not struggle with such a burden.

In this context, the aim of this dissertation is to assess, from the perspective of protecting the distribution system of 161 to 13,8 kV, how the DG connects to the system, listing the main impacts and solutions posed by it as well as the requirements adopted by distributors to mitigate such consequences.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 1

2 O SETOR ELÉTRICO NACIONAL E OS SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA3

2.1 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO 3

2.2 O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO 5

2.3 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO CONTEXTO ATUAL 6

2.4 DEFINIÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 7

2.5 TECNOLOGIAS DE GD UTILIZANDO FONTES RENOVÁVEIS 9

2.5.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs 11

2.5.2 Termelétricas à Biomassa 13

2.5.3 Energia Eólica 13

2.5.4 Energia Solar Fotovoltaica 15

2.6 TECNOLOGIAS DE GD UTILIZANDO COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS 16

2.6.1 Motores de Explosão a Pistão - MACI. 16

2.6.2 Microturbinas a Gás 17

2.6.3 Motores Stirling 18

2.7 INTERFACE DAS TECNOLOGIAS DE GD COM A REDE 18

3 FORMAS DE CONEXÃO DOS ACESSANTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 19

3.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES 19

3.2 FORMAS DE CONEXÃO DE GD AO SISTEMA ELÉTRICO 19

3.2.1 Conexão da GD diretamente à Subestação (SE) da concessionária através de alimentador / linha exclusiva ou SE exclusiva. 21

3.2.2 Conexão da GD a alimentador ou linha pré-existentes. 23

3.3 AVALIAÇÃO DA CONEXÃO DOS TRANSFORMADORES DE ACOPLAMENTO 25

3.3.1 Ligação Estrela Aterrada (concessionária) – Delta (acessante) 26

3.3.2 Ligação Delta (concessionária) - Estrela Aterrada (acessante)..... 31
3.3.3 Ligação Estrela Aterrada – Estrela Aterrada..... 34

4 IMPACTOS CAUSADOS PELA CONEXÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO..... 35

4.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES..... 35

4.2 FALTAS TÍPICAS E SUAS IMPLICAÇÕES NO SISTEMA..... 36

4.3 DESIGNAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO E DE TERMOS RELACIONADOS..... 38

4.4 CONDIÇÕES DE ATERRAMENTO DO SISTEMA..... 40

4.5 FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO..... 41

4.6 FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO..... 42

4.7 ANÁLISE DE PROTEÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO..... 46
4.7.1 Definição de Ajustes na presença de GD com várias máquinas..... 46
4.7.2 Definição de Ajustes Provisórios para Intervenções na Presença de GD54
4.7.3 Responsabilidade por alterações e manutenção nos esquemas de proteção da Geração Distribuída..... 60
4.7.4 Impacto da GD para a Proteção de Distância..... 61
4.7.5 Impacto da GD na Direcionalidade das Proteções..... 75
4.7.6 Coordenação de proteção de alimentadores na presença de GD..... 83
4.7.7 Ilhamento e Proteção..... 88

4.8 RELIGAMENTO AUTOMÁTICO (RA)..... 92

4.9 NÍVEL DE CURTO-CIRCUITO..... 93

5 COMPARAÇÃO DOS REQUISITOS DE PROTEÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS PARA INSERÇÃO DE GD..... 95

5.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES..... 95

5.2 PREMISSAS BÁSICAS DE PROTEÇÃO PARA CONEXÃO DA GD 95

5.3 AVALIAÇÃO DOS REQUISITOS DAS DISTRIBUIDORAS 97

5.3.1 Formas de Conexão de GD Permitidas pelas Distribuidoras..... 99

5.3.2 Requisitos de Proteção e Equipamentos na SE do Acessante..... 100

5.3.3 Forma de Ligação do Transformador de Conexão 104

5.3.4 Aterramento das Instalações do Acessante de GD..... 107

5.3.5 Requisitos das Concessionárias Relativos à Proteção da GD..... 108

5.4 COMENTÁRIOS FINAIS SOBRE OS REQUISITOS DAS DISTRIBUIDORAS127

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS 128

7 TRABALHOS FUTUROS 131

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 132

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Foto da Usina Hidrelétrica de Marmelos Zero (Fonte: Banco de Dados - Cemig) 3
Figura 2.2 – Foto da Usina Hidrelétrica de Três Marias (Fonte: Banco de Dados - Cemig)..... 4
Figura 2.3 – Matriz Elétrica Brasileira - Fonte: ANEEL, Março/2012 9
Figura 2.4 – Complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica. Fonte: Centro brasileiro de energia eólica - CBEE / UFPE. 2000. Disponível em: www.eolica.com.br. 14
Figura 3.1 – Conexão da GD via LT/Alimentador exclusivo utilizando disjuntor no terminal da concessionária e no terminal do acessante 21
Figura 3.2 – Conexão da GD via LT/Alimentador exclusivo utilizando disjuntor apenas no terminal da concessionária 21
Figura 3.3 – Conexão da GD via Subestação exclusiva 22
Figura 3.4 – Conexão de GD sem disjuntor LT/Alimentador pré-existente para atendimento de carga 23
Figura 3.5 – Circuito de contribuições do sistema e GD para falta a jusante do acessante 24
Figura 3.6 – Circuito de contribuições para falta entre a concessionária e acessante 24
Figura 3.7 – Diagrama unifilar da conexão Estrela Aterrada (AT) / Delta (MT) 26
Figura 3.8 – Circuito de componentes simétricas para conexão Estrela Aterrada (AT) / Delta (MT). Fonte: [22] 27
Figura 3.9 – Exemplo de acessante Estrela (MT) – Delta (BT) conectado em SE com abaixamento Delta (AT) – Estrela (MT) 28
Figura 3.10 – Circuito para verificação da relação entre cargas e comprimento do alimentador na sobretensão causada pela GD após desconexão da concessionária. 29
Figura 3.11 – Circuito de impedâncias 29
Figura 3.12 – Relação Sobretensão X Carga X Comprimento do Alimentador para Cabo 1 /0 30
Figura 3.13 – Relação Sobretensão X Carga X Comprimento do Alimentador para Cabo 4/0 30
Figura 3.14 – Diagrama de Componentes Simétricas para Conexão do transformador de acoplamento Delta (concessionária) - Estrela Aterrada (acessante). Fonte: [27] 32
Figura 3.15 – Diagrama Fasorial Falta fase-terra. Fonte [25] 33
Figura 3.16 – Alimentador com GD e carga monofásicas 34

Figura 4.1 – Rede MT com chaves fusíveis nos ramais e um religador na subestação Fonte: [37] 41
Figura 4.2 – Sistema de Distribuição de Alta tensão. Fonte: [36] 43
Figura 4.3 – Esquema de proteção de linhas de transmissão. Fonte: [36] 44
Figura 4.4 – Esquema de religamento automático de linhas de transmissão com verificação de sincronismo. 45
Figura 4.5 – Caso Exemplo 1: Ajuste da unidade 51 para diferente condições de geração..... 47
Figura 4.6 – Contribuição da menor geração para falta bifásica na barra da SE A..... 50
Figura 4.7 – Curva IEC VI relé 51 – Tempo de atuação da proteção para condições máxima e mínina de curto. 51
Figura 4.8 – Estrutura básica dos esquemas de proteção adaptativa. Fonte [40] 53
Figura 4.9 – Caso Exemplo 2: Ajuste da proteção de retaguarda durante indisponibilidade do disjuntor de 13,8 kV..... 56
Figura 4.10 – Caso Exemplo 3: Ajuste da proteção 59N durante indisponibilidade do transformador de aterramento..... 59
Figura 4.11 - Detecção de Faltas Trifásicas à Terra com TP Conectado em Delta Aberto – Fonte: [27] 59
Figura 4.12 – Principio de Funcionamento da Proteção de Distância 62
Figura 4.13 - Características típicas de tempo/distância. Fonte[43] 62
Figura 4.14 – Sistema com três barras protegido por relés de distância de fase e de neutro ... 63
Figura 4.15 – Diagrama de sequência positiva para sistema com três terminais submetido a falta trifásica 64
Figura 4.16 – Diagramas de sequência para sistema com três terminais submetido à falta monofásica..... 66
Figura 4.17 - Caso Exemplo 4: Impacto da GD para proteção de Distância – subalcance..... 70
Figura 4.18 – Caso Exemplo 4: Simulação de falta trifásica a 90% da SE A sem GD 71
Figura 4.19 – Sistema com três barras protegido por relé de diferencial..... 73
Figura 4.20 – Sistema com três barras protegido por relé de distância 74
Figura 4.21 – Lógica mudança de grupo de ajuste devido estado da GD..... 74
Figura 4.22 – Representação da proteção de sobrecorrente direcional temporizada (67) pela associação de um unidade de sobrecorrente temporizada (51) e de uma unidade direcional (32) 76
Figura 4.23 – Diagrama fasorial da falta trifásica metálica em LT 138 kV..... 77
Figura 4.24 – Região de operação do relé direcional para ângulo de máximo torque de 45º . 77

Figura 4.25 – Região de restrição do relé direcional para ângulo de máximo torque 45º 78
Figura 4.26 – Caso Exemplo 5: Impacto da GD na direcionalidade da proteção 67 80
Figura 4.27 - Caso Exemplo 5: Diagrama fasorial e região de operação da proteção 67 81
Figura 4.28 – Caso Exemplo 5: Diagrama fasorial e nova região de operação da proteção 67 81
Figura 4.29 – Diagrama fasorial da falta monofásica 82
Figura 4.30 – Região de Restrição do relé direcional para angulo de máximo torque 60º 82
Figura 4.31 – Coordenograma para proteção seletiva. Fonte: [37] 83
Figura 4.32 – Esquema Típico Religador - Fusível utilizado em Alimentadores 83
Figura 4.33 – Coordenação Religador Elo-Fusível 84
Figura 4.34 – Caso Exemplo 6: Impacto da GD na proteção de MT 85
Figura 4.35 - Proposta de alocação de reles digitais diretamente na BT. Fonte [43] 87
Figura 4.36 – Exemplos de ilhamentos na rede de distribuição. Fonte: [51] 88
Figura 4.37 – Exemplo de aumento do nível de curto-circuito em função da GD. 93
Figura 5.1 – Exemplo do esquema de conexão da GD ao sistema 109
Figura 5.5.2 - Ajustes da proteção de subtensão (27) em cada concessionária 120
Figura 5.5.3 - Ajustes da proteção de sobretensão (59) em cada concessionária 120
Figura 5.5.4 - Ajustes da proteção de subfrequência (81u) em cada concessionária 121
Figura 5.5.5 - Ajustes da proteção de sobfrequência (81o) em cada concessionária 121
Figura 5.5.6 - Esquema de verificação de sincronismo – Fonte [15] 124

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Resumo da situação atual dos empreendimentos 10
Tabela 3.1 – Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras 20
Tabela 4.1 – Faltas Típicas na Concessionária 37
Tabela 4.2 – Faltas Típicas na Indústria 37
Tabela 4.3 – Tabela ANSI 38
Tabela 4.4 – Dados elétricos dos geradores 49
Tabela 4.5 – Dados das linhas de interligação com a concessionária 49
Tabela 4.6 – Dados dos transformadores de conexão 49
Tabela 4.7 - Valores das constantes para cada tipo de curva IEC 51
Tabela 4.8 – Dados elétricos dos geradores 55
Tabela 4.9 – Dados das linhas de interligação com a concessionária 55
Tabela 4.10 – Dados dos transformadores 55
Tabela 4.11 – Níveis de contribuição do terminal 69 kV para curtos fase - terra no 13,8 kV 57
Tabela 4.12 – Dados elétricos dos geradores 58
Tabela 4.13 – Dados das linhas de interligação com a concessionária 58
Tabela 4.14 – Dados dos transformadores 58
Tabela 4.15 – Dados elétricos dos geradores 69
Tabela 4.16 – Dados das linhas de interligação com a concessionária 69
Tabela 4.17 – Dados do transformador 69
Tabela 4.18 – Resultado simulação de curto-trifásico a 90% da SE A sem GD 71
Tabela 4.19 – Resultado simulação de curto-trifásico a 90% da SE A sem GD 72
Tabela 4.20 – combinação de estados dos disjuntores do acessante que resultarão na seleção do grupo de ajuste 75
Tabela 4.21 – Dados elétricos dos geradores 79
Tabela 4.22 – Dados das linhas de interligação com a concessionária 79
Tabela 4.23 – Dados do transformador 79
Tabela 5.1 – Principais Características das Distribuidoras Pesquisadas 97
Tabela 5.2 – Distribuidoras e seus Manuais de Acesso 98
Tabela 5.3 – Configurações permitidas nos Manuais de Acesso para conexão de GD 100
Tabela 5.4 – Tipos de equipamento de interrupção exigido na MT 102
Tabela 5.5 – Tempos máximos de abertura do disjuntores 102

Tabela 5.6 –Intertravamento requerido entre os equipamentos de interrupção e manobra. .. 103
Tabela 5.7 – Parâmetros de Sincronização para a Interligação de unidades de GD ao sistema. 103
Tabela 5.8 – Conexões do transformador de acoplamento para interligação na MT 105
Tabela 5.9 – Conexões do transformador de acoplamento para interligação na AT..... 106
Tabela 5.10 – Proteções exigidas pelas distribuidoras nas instalações da GD..... 111
Tabela 5.11 – Proteções exigidas pelas distribuidoras no ponto de conexão da GD..... 113
Tabela 5.12 – Ações para evitar ou minimizar as consequências de ilhamentos não intencionais..... 126

1 INTRODUÇÃO

A confiabilidade de um sistema de energia está intimamente ligada ao desempenho de seus esquemas de proteção. No entanto, o modelo de sistema elétrico baseado em uma única fonte de energia, para o qual os esquemas de proteção contra curtos-circuitos foi projetado, vem sendo rapidamente alterado pela conexão de unidades de geração distribuída (GD). Essa mudança de paradigma representa um desafio para a forma tradicional de eliminar falhas do sistema e portanto requer uma análise apurada dos impactos causados por essas conexões a fim de validar ou balizar a adoção de novas filosofias de proteção pelas distribuidoras.

Assim, é objetivo desse trabalho analisar como a conexão de acessante de GD tem ocorrido no sistema, as pertubações trazidas por essas conexões e as soluções e exigências das concessionárias no sentido de tornar harmônica a convivência do sistema elétrico com esses novos agentes.

A metodologia utilizada neste trabalho se baseia na realização de uma revisão bibliográfica com foco nos impactos ocasionados pela conexão dessas unidades de geração aos esquemas de proteção das distribuidoras, sendo realizados ainda estudos de caso que exemplificarão as questões de proteção que devem ser observadas.

Para isso, essa dissertação está dividida da seguinte maneira:

- No Capítulo 2 apresenta-se um breve histórico do desenvolvimento do setor elétrico no Brasil a fim de contextualizar as razões que levaram à grande inserção da GD verificada nos últimos anos. Também são avaliadas as principais tecnologias de GD e suas respectivas penetrações no mercado brasileiro;
- No Capítulo 3 são avaliadas as configurações de conexão de GD e as formas de ligação dos transformadores com os aspectos positivos e negativos do ponto de vista da proteção.
- No Capítulo 4 é apresentada uma revisão de conceitos referentes à faltas típicas, condições de aterramento do sistema e filosofias de proteção. Os conceitos dos capítulos 3 e 4 servirão de base para as análises de casos práticos que ilustram como a inclusão de fontes de GD afeta os esquemas de proteção e quais soluções adotadas para tornar a convivência com tais elementos mais harmônica.
- No Capítulo 5 é realizada uma comparação dos principais aspectos de proteção na presença de unidades de GD apontados nos relatórios do Cigré *Working Group* B5.34

e IEEE Std. 1547 além dos requisitos das normas de conexão de acessantes das distribuidoras: BC Hydro (Canadá), Celesc (Santa Catarina), Cemig (Minas Gerais), Coelba (Bahia), Copel (Paraná), CPFL (São Paulo), Elektro (São Paulo), Eletropaulo (São Paulo), Enersul (Mato Grosso do Sul), Iberdrola (Espanha) e Light (Rio de Janeiro).

- No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões sobre a discussão realizada no presente estudo.
- No Capítulo 7 são apresentadas sugestões de trabalhos futuros.

2 O SETOR ELÉTRICO NACIONAL E OS SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste capítulo, apresenta-se um breve histórico do desenvolvimento do setor elétrico no Brasil, bem como uma contextualização sobre a geração distribuída.

2.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

A utilização de eletricidade no Brasil teve início em 1883, com a entrada em operação da primeira usina de energia elétrica da América Latina, chamada Hidrelétrica de Ribeirão do Inferno, construída em Diamantina (MG) e destinada ao uso de uma mineradora.

A partir de 1884, a energia elétrica foi considerada como um bem de utilidade pública, através da concessão de privilégio para a exploração da iluminação pública dada pelo Imperador D. Pedro II a Thomas Edson. Foram instaladas 39 lâmpadas em ruas da cidade de Campos (RJ), supridas por uma usina termelétrica com potência de 25 kW.

Em 1889, entrou em operação a primeira usina hidrelétrica para serviço público: Marmelos Zero, mostrada na Figura 2.1. Ela foi construída no Rio Paraibuna, na região de Juiz de Fora (MG) e possuía uma potência de 250 kW. Já em 1900, a potência instalada no país chegou a 12 MW, sendo 6,5 MW proveniente de termelétricas e 5,5 MW de hidrelétricas.

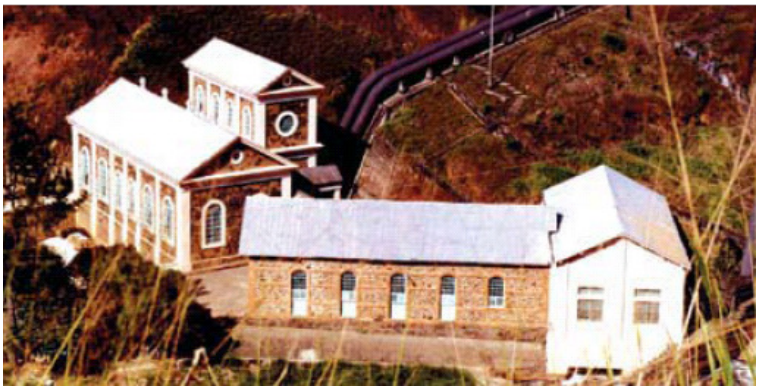


Figura 2.1 – Foto da Usina Hidrelétrica de Marmelos Zero (Fonte: Banco de Dados - Cemig)

Na década de 20, verificou-se o aumento do número de usinas no país. Em 1930, a potência instalada no Brasil atingiu cerca de 350 MW e compunha-se em sua maioria por usinas hidroelétricas operando a “fio d´água”, ou com pequenos reservatórios de regularização diárias, pertencentes a indústrias e Prefeituras Municipais.

Após o fim da Segunda Guerra Mundial, seguindo uma tendência mundial, as usinas hidrelétricas passaram a ser cada vez maiores para se reduzir os custos de instalação e de geração. Nesse período, foi construída a primeira grande usina, Paulo Afonso I, com potência de 180 MW e em seguida as usinas de Furnas e Três Marias, com potência de 1300 MW e 396 MW, respectivamente, todas com grandes reservatórios de regularização plurianual. A Usina Hidrelétrica (UH) de Três Marias é mostrada na Figura 2.2 [1].

Figura 2.2 – Foto da Usina Hidrelétrica de Três Marias (Fonte: Banco de Dados - Cemig)

Em 1950, a potência instalada no Brasil chegou a 1.883 MW, capacidade ainda insuficiente para evitar a ocorrência de uma crise energética ocasionada pela falta de investimentos aliada a um longo período de escassez de chuvas na região Sudeste. Essa crise resultou em racionamento de energia em São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais.

Sendo necessário expandir o sistema e não havendo recursos privados disponíveis, a tendência do momento político e econômico do país levou, nas décadas de 1960 e 1970, a um processo de desenvolvimento calcado em iniciativas estatais, sob o financiamento de organismos nacionais e internacionais.

Os anos posteriores foram críticos para o setor elétrico. Profundas transformações na estrutura produtiva e no grau de urbanização do país aumentaram o consumo brasileiro de energia elétrica em taxas elevadas e bem superiores às da população. Sucessivos governos passaram a usar a capacidade de endividamento das empresas de eletricidade para obter os dólares necessários ao pagamento dos juros a credores externos. Eles também reprimiram sistematicamente reajustes de tarifas, para conter a inflação. Assim foi criado um quadro de grave estrangulamento financeiro no setor.

Evidenciou-se um risco eminente de déficit de energia, que exigia valores elevados de investimentos para ser solucionado. No entanto, o governo havia esgotado sua capacidade de financiamento e endividamento, fazendo com que o setor elétrico brasileiro não dispusesse de recursos financeiros para aumento da produção.

No início da década de 1990, o programa de obras de geração foi paralisado, sendo iniciada uma reestruturação institucional, com a finalidade de reduzir a presença do Estado na economia. O objetivo dessa reestruturação era tornar o mercado de energia lucrativo e dessa forma atrair investimentos privados.

2.2 O Novo Modelo do Setor Elétrico

O novo modelo do Setor Elétrico, inaugurado pela lei 9.427/96, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e definiu, entre outras coisas, as regras de entrada, tarifas e estruturas de mercado. As reformas setoriais promovidas pela reestruturação se basearam em três pilares: a introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia, a criação de instrumentos regulatórios para a defesa da concorrência nos segmentos competitivos (desverticalização, tarifas de uso de redes não discriminatórias, etc.), com garantia de livre acesso aos sistemas de energia elétrica e, por fim, o desenvolvimento de mecanismos de regulação incentivada nos segmentos que permaneceram como monopólio natural, tais como o fornecimento de energia no mercado cativo e transmissão, incluindo ainda mecanismos de regulação da rede de transmissão [2].

A nova legislação de serviços públicos definia regras específicas para as concessões dos serviços de eletricidade e reconheceu a figura do produtor independente de energia, assegurando a ele o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição. Com isso, os grandes consumidores ficaram livres do monopólio comercial das concessionárias. No

entanto, essas medidas não foram suficientes para promover o crescimento adequado do parque gerador do país em função do crescimento da demanda.

Em 2001, o país viveu a maior crise energética de sua história. O racionamento provocou um grande impacto na cadeia produtiva do país e na vida da população, tornando a questão do suprimento de energia um fator de preocupação para toda a sociedade e setores produtivos.

O receio da falta de energia fez com que houvesse um forte incentivo governamental para a realização de investimentos em geração e em fontes alternativas de energia, sendo instituído o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). O PROINFA teve como objetivo aumentar a participação de produtores independentes autônomos na produção de energia elétrica do país, através de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e fontes eólicas [3]. Várias empresas também passaram a investir em sua própria geração, através de grupos motores geradores, visto o custo elevado representado pela escassez de energia.

Nos anos que se seguiram ao racionamento, o consumo de energia no país continuou a crescer a taxas muito superiores às da economia, mostrando que, a despeito das mudanças às quais o país estava sujeito, o consumo de energia elétrica seguia uma trajetória de crescimento permanente, fazendo com que fosse necessária a constante expansão do parque gerador.

2.3 A Geração Distribuída no Contexto Atual

A GD ganhou importância mundial no atendimento às necessidades de energia elétrica a partir das últimas décadas, quando muitos países optaram pelo regime de competição no setor energético e passaram a incentivar a evolução de tecnologias de geração com eficiência e confiabilidade, mesmo em baixas potências.

No Brasil, a operação desse sistema só teve início na década de 90, a partir da reestruturação do setor elétrico, que proporcionou um aumento do interesse de empresas privadas em investir na produção de energia elétrica, a partir de incentivos governamentais. Por exemplo, a ANEEL, através da Resolução 077/2004, estabelece que os empreendimentos com potência instalada inferior a 30 MW podem requerer descontos que chegam a até 50% nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão.

Um dos principais enfoques da GD é a possibilidade de uma maior diversificação da tecnologia empregada, o que leva a um uso mais racional das fontes de produção de energia elétrica. Ela também proporciona um melhor aproveitamento da sazonalidade à qual alguns tipos de geração estão submetidos, fazendo com que haja uma melhor complementação à geração hidráulica. A GD também é vantajosa frente à geração centralizada, no que diz respeito à economia em investimentos na transmissão e distribuição de energia e à redução das perdas elétricas nesses sistemas, melhorando o serviço de energia elétrica.

Outros fatores que fazem da GD uma alternativa atraente à expansão do parque gerador do país são:

- Baixo custo de investimento para construção de unidades de geração;
- Curto espaço de tempo para instalação e facilidade de alocação;
- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda ou à demanda reprimida;
- Baixo custo de operação e manutenção das unidades de geração;
- Redução dos grandes impactos ambientais causados pelas linhas de transmissão e áreas de reservatórios da geração centralizada.

2.4 Definição de Geração Distribuída

A estrutura do sistema elétrico brasileiro se baseou por um longo tempo unicamente na centralização da geração. A energia era então transmitida por longas distâncias, até chegar aos centros de carga, usando linhas de transmissão de diferentes níveis de tensão. O objetivo dessa topologia era prover economia, segurança, confiabilidade e qualidade do suprimento, através de um despacho central.

Os sistemas de distribuição eram então projetados e operados para uma topologia radial sem a presença intermediária de fontes de energia, tal que o fluxo de potência fluía somente em uma direção.

No entanto, a reestruturação do sistema elétrico, ocorrida em diversos países, incluindo o Brasil, possibilitou a alteração desse paradigma, trazendo novos desafios e tornando economicamente interessante a operação de geradores em paralelo com os sistemas de distribuição. Essa nova alternativa de topologia é conhecida como GD e, a cada dia, se consolida como uma tendência.

No Brasil, o aumento do interesse pelas questões relativas à GD ocorreu com o surgimento de novos agentes no mercado de energia, chamados Produtores Independentes de Energia (PIE) e Autoprodutores de Energia Elétrica (APE), regulamentados pela lei das concessões 9075/95 e pelo decreto nº 2003 de 10/09/1996.

O decreto nº 2003 define, entre outras coisas, que o PIE constitui-se de pessoa jurídica ou consórcio que recebe concessão ou autorização para produção de energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. O decreto também definiu o APE como pessoa física, jurídica ou empresas reunidas em consórcio, que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica para o seu uso exclusivo.

Outro item importante nesse decreto foi o estabelecimento da garantia de acesso aos sistemas de distribuição, para utilização e comercialização da energia produzida, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, ainda que com descontos pertinentes.

Essas definições governamentais fizeram com que a GD despontasse como uma nova possibilidade de exploração do mercado de energia. Localizada, por definição, próxima dos centros de carga, as unidades geradoras conectadas à rede de distribuição, além de suprirem a energia demandada localmente, possuem condições próprias para desempenhar um papel importante no conjunto do sistema elétrico. Até mesmo quando fora de operação, como é o caso dos geradores de emergência, a GD propicia o aumento da reserva de potência junto à carga, reduzindo os riscos de instabilidade e aumentando a confiabilidade do suprimento. Outras características da GD são [4]:

- Deriva-se de diversas fontes primárias de energia, que podem ser tanto renováveis (biomassa, lixo etc.), quanto não renováveis (sobretudo gás natural);
- Não se vincula a uma tecnologia específica, havendo muitas possibilidades técnicas em operação e várias em desenvolvimento;
- Não implica em dimensões de geração máxima ou mínima.

A GD, como mencionado anteriormente, pode ter dois focos de operação: Reserva Descentralizada ou Fonte de Energia. A Reserva Descentralizada funciona como um parque de geração descentralizado, capaz de suprir as mais diversas necessidades, tais como: demanda requerida ao sistema em horário de ponta; cobertura de apagões localizados ou generalizados, melhoria das condições qualitativas do fornecimento em regiões atendidas de forma deficiente por razões estruturais ou conjunturais momentâneas.

Já a operação da GD como Fonte de Energia volta-se essencialmente para o auto-consumo industrial, comercial, residencial ou atendimento público. Nessa condição, pode ou

não haver produção de excedentes exportáveis para a concessionária, que deve estar apta a recebê-la.

Quando a GD é entendida não apenas no sentido restrito de geração hidrelétrica descentralizada, mas num sentido amplo, no qual as diversas fontes de energia distribuídas são consideradas, cabe considerar as seguintes formas de produção:

- Cogeração: consiste na produção simultânea, no processo industrial, de energia térmica e elétrica, a partir de combustíveis;
- Geração com combustíveis derivados de resíduos: por terem baixa densidade energética, têm que ser usados localmente (palha de arroz, resíduos da cana, gases de alto-forno e de aterros de lixo etc.).

Nas próximas seções serão avaliadas as principais tecnologias de GD atualmente verificadas no país.

2.5 Tecnologias de GD utilizando fontes renováveis

Na matriz energética brasileira, as fontes renováveis de energia respondem por 75% da geração de energia elétrica. A Figura 2.3 apresenta informações referentes à Matriz Elétrica Brasileira, atualizadas pela ANEEL em março de 2012, e fornece uma visão nítida sobre a participação das fontes renováveis na produção de energia.

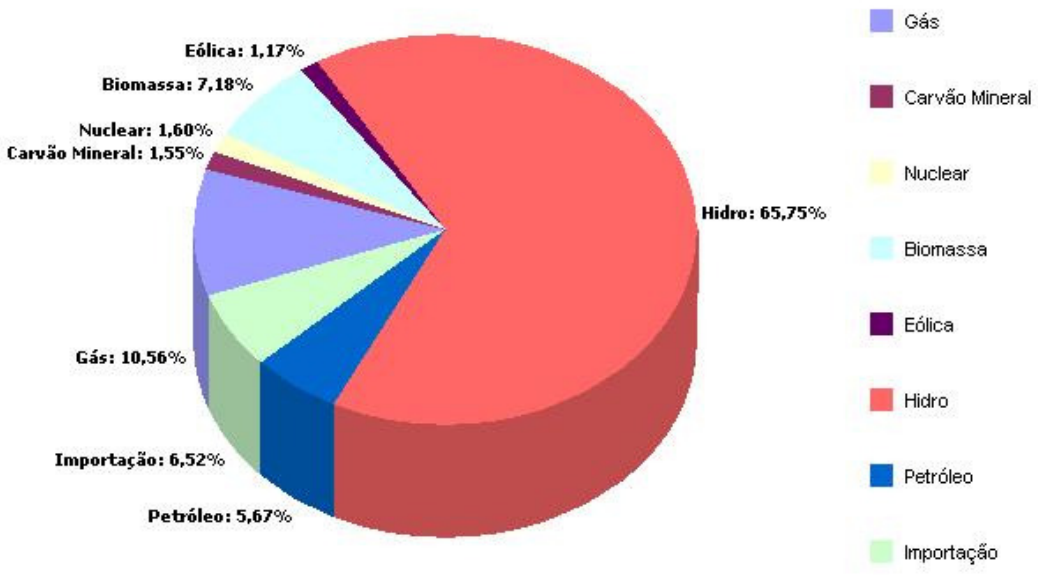


Figura 2.3 – Matriz Elétrica Brasileira - Fonte: ANEEL, Março/2012

Com o consumo crescente de energia elétrica e o impacto ambiental e social causados pelas fontes de energia tradicionais, o governo e a sociedade continuam pensando em novas alternativas para geração de eletricidade, além do tradicional aproveitamento hidroelétrico, hoje responsável por 66% da produção nacional. Fontes de energia como eólica, solar e biomassa são alternativas interessantes, por causarem impactos ambientais substancialmente menores.

O debate sobre os impactos causados pela dependência de combustíveis fósseis contribui para o interesse mundial por soluções sustentáveis por meio da geração de energia oriunda de fontes limpas e renováveis [5]. Assim, a opção pela GD tornou-se muito atrativa, em virtude da possibilidade de utilização de fontes que ocasionem menores impactos. Além disso, o rápido desenvolvimento de tecnologias, como a de geradores eólicos, tem permitido a GD compensar um maior custo de escala em relação às grandes geradoras.

As principais tecnologias de GD utilizando fontes renováveis são as pequenas centrais hidrelétricas, térmicas alimentadas por biomassa, geradores eólicos e painéis fotovoltaicos. Das tecnologias ainda em estágio de desenvolvimento, se menciona as células de combustíveis como a mais promissora. A Tabela 2.1 resume a situação atual dos empreendimentos de geração no país.

Tabela 2.1 – Resumo da situação atual dos empreendimentos

Fonte	**Situação**		**Potência Associada (MW)**
Eólica	Outorgada	162	4.781
	Em construção	59	1.506
	Em operação	73	1.471
Fotovoltaica	Outorgada	-	-
	Em construção	-	-
	Em operação	8	1
Nuclear	Outorgada	-	-
	Em construção	1	1.350
	Em operação	2	2.007
Hidrelétrica	Outorgada	206	4.097
	Em construção	73	21.998
	Em operação	975	82.382
Termelétrica	Outorgada	150	11.590
	Em construção	45	5.188
	Em operação	1.529	31.276

Fonte: ANEEL, Março/2012. [8]

O aproveitamento dessas fontes é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética do país. Elas proporcionam a apropriação dos benefícios técnicos, ambientais e socioeconômicos na definição da competitividade econômico-energética de projetos de geração de fontes alternativas, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento, principalmente após a crise e o racionamento de 2001.

A seguir será avaliada e descrita cada fonte de energia com seu respectivo potencial de aproveitamento como Geração Distribuída.

2.5.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs

O Brasil ainda possui um grande potencial hidrelétrico não explorado. Deste potencial, se destacam as pequenas centrais hidrelétricas - PCHs, empreendimentos atrativos em função do menor impacto ambiental, menor volume de investimentos e com incentivos legais. Tais incentivos surgiram a fim de viabilizar os empreendimentos, incentivando a produção de energia e projetos que possam se conectar ao Sistema Elétrico.

O termo Pequenas Centrais Hidrelétricas foi mencionado pela primeira vez na legislação brasileira na Portaria DNAEE 109 de 24 de novembro de 1982. Essa portaria estabeleceu que PCHs são centrais hidrelétricas que possuem potência instalada total de no máximo 10 MW, com operação em regime de fio d´água ou de regularização diária, com barragens e vertedouros de altura máxima de 10 m, sistema adutor formado apenas por caixas a céu aberto e/ou tubulações, não utilizando túneis, estrutura hidráulica de geração com vazão máxima turbinável de 20 m^3/s e unidades geradoras com potência de até 5 MW [6].

Com as mudanças institucionais e da legislação por que passou o país, tornou-se importante atualizar os critérios. A Lei nº 9.648, de maio de 1998 e a Resolução nº 394 da ANEEL, de dezembro de 1998, autorizaram a dispensa de licitações para empreendimentos hidrelétricos entre 1 e 30 MW de potência instalada para Autoprodutor e Produtor Independente. A concessão é outorgada mediante autorização, desde que os empreendimentos mantenham as características de PCHs, estabelecendo ainda que a área inundada seja de até 3,0 km^2, para a cheia centenária. Todas as limitações anteriores foram eliminadas [7].

Atualmente, as PCHs representam um dos principais focos de prioridade dos órgãos governamentais, tais como ANEEL, Ministério de Minas e Energia e Eletrobrás, no que se refere ao aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. Por suas características, esse tipo de

empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais.

Por isso, além da regulamentação, outros incentivos foram estabelecidos para que a iniciativa privada venha a utilizar novas unidades geradoras, de modo que a expansão da oferta de energia ocorra de forma rápida e eficiente. Dentre os principais, pode-se citar: isenção de pagamento da taxa de compensação financeira aos estados e municípios; possibilidade de comercialização imediata da energia elétrica produzida por consumidores com carga maior ou igual a 500 kW; e isenção de pagamento por uso das redes de transmissão e distribuição, para PCHs que entraram em operação até 2003 e redução de no mínimo 50% deste custo para as que entrarem após esta data [7].

Em termos de empreendimentos em operação, as PCHs contribuem atualmente com 3,3% da capacidade total das usinas hidrelétricas em operação, somando 3.889.007 kW de potência instalada, num total de 423 pequenas centrais geradoras [8].

A definição do potencial brasileiro para PCHs não é uma tarefa simples, até porque historicamente este tipo de fonte energética sempre foi negligenciado. Somente após a década de 1990, devido às mudanças nos marcos regulatórios, os potenciais menores que 50 MW passaram a ser considerados atraentes. Assim, o potencial hídrico conhecido no país, adequado à implantação de PCHs, resulta em algo em torno de 11800 MW. Deste, apenas 3900 MW já são explorados e 7900 MW ainda podem ser explorados [9].

Esse potencial está distribuído em todo o país, embora menos concentrado nas regiões Norte e Nordeste. A região Sudeste, onde se encontra maior mercado consumidor, é onde também se encontra o segundo maior potencial hídrico disponível.

O potencial teórico estimado, ainda não inventariado no Brasil, está em torno de 15.453 MW, que somado ao potencial conhecido ainda a ser explorado, 10.460 MW, resulta em um potencial total de 25.900 MW, ou seja, algo em torno de 10% do potencial hídrico nacional, estimado em 260 000 MW [9].

Em função das PCHs serem empreendimentos rentáveis e atrativos, o mercado mostra-se promissor. Há a possibilidade de aumentar em mais de nove vezes o atual potencial de geração de PCHs, o que agregaria ao parque gerador brasileiro algo em torno de 1000 novas plantas.

2.5.2 Termelétricas à Biomassa

Do ponto de vista energético, biomassa é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica, de origem animal ou vegetal, que pode ser utilizado na produção de energia. O uso de biomassa para a geração de eletricidade tem sido objeto de vários estudos e aplicações, a fim de encontrar fontes de geração de energia mais competitivas e assim reduzir as emissões de dióxido de carbono na atmosfera.

Do ponto de vista técnico-econômico, os principais entraves ao uso da biomassa na geração de energia são a baixa eficiência termodinâmica das plantas e os custos relativamente altos de produção e transporte. Esses entraves tendem a ser contornados, a médio e longo prazo, pelo desenvolvimento, aplicação e aprimoramento de novas e eficientes tecnologias de conversão energética da biomassa e por meio dos incentivos, tais como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica [10].

Além de ambientalmente favorável, o aproveitamento energético e racional da biomassa tende a promover o desenvolvimento de regiões economicamente menos favorecidas, por meio da criação de empregos e da geração de receita, reduzindo a dependência externa de energia.

Atualmente, observa-se a participação da biomassa em 30% dos empreendimentos de co-geração em operação no País. Em médio e longo prazo, a exaustão de fontes não renováveis e pressões ambientalistas poderão acarretar maior aproveitamento energético da biomassa [11].

2.5.3 Energia Eólica

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de eletricidade. Atualmente, existem mais de 30 mil turbinas eólicas em operação no mundo.

Em março de 2007, governantes europeus chegaram a um acordo sobre a meta de utilização de 20% de energias renováveis até 2020 na União Européia. Estima-se que em 2020 o mundo terá 12% da energia elétrica gerada pelo vento, com uma capacidade instalada superior a 1.200 GW [13].

Recentes desenvolvimentos tecnológicos, tais como sistemas de transmissão mecânica mais eficientes, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas, entre outros, têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos. O custo dos equipamentos, que era um dos principais entraves ao aproveitamento comercial da energia eólica, reduziu-se significativamente nas últimas duas décadas.

Em 2012 a capacidade brasileira de produção da energia eólica era de 1471 MW, o que representa a maior capacidade de produção da América Latina e Caribe [12]. O Brasil possui 73 parques eólicos em operação, todos construídos com incentivos do programa de infraestrutura. Apesar do grande potencial dos ventos que sopram no Brasil, os turboélices geram apenas 1,26% da energia produzida no País. A expectativa é que este cenário mude, já que nos últimos dois anos o governo federal contratou a construção de 141 novos empreendimentos, que serão entregues entre 2012 e 2013. Ao todo, a capacidade instalada nos moinhos deverá saltar para 5250 MW, o que irá requerer investimentos da ordem de 16 bilhões de reais, conforme estima a Associação Brasileira de Energia Eólica (Abeeólica).

A complementaridade entre a geração hidrelétrica e a geração eólica, mostrada abaixo, é outro importante atrativo, haja vista que o maior potencial eólico na região Nordeste ocorre durante o período de menor disponibilidade hídrica.

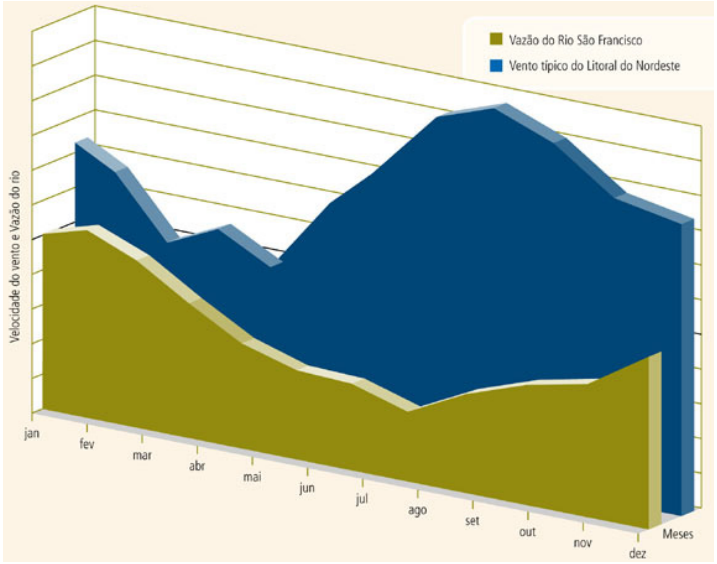


Figura 2.4 – Complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica. Fonte: Centro brasileiro de energia eólica - CBEE / UFPE. 2000. Disponível em: www.eolica.com.br.

2.5.4 Energia Solar Fotovoltaica

A radiação solar pode ser convertida diretamente em energia elétrica, por meio de efeitos do calor e luz sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre esses efeitos, destacam-se os termoelétricos e fotovoltaicos. O efeito termoelétrico se caracteriza pelo surgimento de uma diferença de potencial, provocada pela junção de dois metais, quando tal junção está a uma temperatura mais elevada do que as outras extremidades. O uso comercial dessa condição tem sido impossibilitado pelos baixos rendimentos obtidos e pelos custos elevados dos materiais. [11]

Já o efeito fotovoltaico decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar. Entre os materiais mais adequados para a conversão da radiação solar em energia elétrica, usualmente chamados de células solares ou fotovoltaicas, destaca-se o silício. Devido à baixa tensão e corrente de saída dessas células, elas são agrupadas, em paralelo ou em série, formando módulos.

A eficiência de conversão das células solares é medida pela proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Atualmente, as melhores células apresentam um índice de eficiência de 25%. [11]

As células fotovoltaicas já constituem uma tecnologia bem estabelecida em localidades distantes da rede de distribuição, e sua conexão ao sistema elétrico está recebendo grandes incentivos governamentais, sendo que é esperada uma penetração intensiva de tal fonte no sistema elétrico mesmo se levando em conta que, apesar da forte tendência de queda nos preços, o custo das células solares é elevado

Apesar de ser possível a construção de usinas solares fotovoltaicas de médio porte, as quais podem ser conectadas em redes de média e alta tensão, espera-se que a principal aplicação seja através de uma massiva conexão de pequenos montantes de potência (nível residencial) nas redes de baixa tensão.

2.6 Tecnologias de Geração Distribuída Utilizando Combustíveis Fósseis

A GD também conta com a participação de tecnologias que proporcionam a transformação da energia proveniente da combustão de combustíveis fósseis em energia elétrica. Portanto, serão apresentadas a seguir as principais características, aplicações, desempenho e custos dessas tecnologias, com o foco nos motores de explosão a pistão, microturbina a gás e motores *Stirling*.

2.6.1 Motores de Explosão a Pistão - MACI

Os motores alternativos de combustão interna constituem a mais desenvolvida das tecnologias de geração de energia distribuída. Eles estão disponíveis desde pequenas capacidades até motores de grande porte, com potência igual ou superior a 30 MW.

Basicamente, um motor de explosão a pistão é um motor que converte energia química do combustível em potência mecânica, através da queima do combustível e por meio de um conjunto biela-manivela. Esse conjunto transforma o movimento alternativo do pistão em rotativo, sendo empregado para girar o eixo do motor, que por sua vez é acoplado a um gerador elétrico, convertendo este movimento em potência elétrica.

Embora os MACI estejam sendo desenvolvidos e utilizados há mais de um século, ainda há espaço para melhoria da eficiência, potência e nível de emissão de poluentes. Neste sentido, novos materiais têm sido estudados a fim de reduzir peso, custo e as perdas de calor.

A crescente adoção da GD levou a um aumento significativo na venda de motores alternativos devido à sua elevada eficiência, baixo custo inicial e facilidade de manutenção. Além desses fatores, também podem ser citados [14].

- Grande disponibilidade de motores com funcionamento seguro e eficiente, em uma ampla faixa de capacidades;
- Aperfeiçoamento dos reguladores que asseguram a geração de eletricidade na frequência desejada.

Os MACI também têm sido bastante utilizados em sistemas de co-geração, onde é efetuada a recuperação do calor dos gases de escape, da água de resfriamento do motor e até mesmo do óleo do sistema de lubrificação. Nessas instalações, a potência do eixo pode ser utilizada para gerar eletricidade, ou acionar outra carga qualquer.

2.6.2 Microturbinas a Gás

As microturbinas são sistemas compactos de geração termelétrica com pequenas turbinas, similares às utilizadas em aviões, que produzem potência elétrica entre 25 e 500 kW, integradas a sistemas de eletrônica de potência que permitem sua operação isolada ou em paralelo à rede elétrica. Elas apresentam vantagens quando comparadas com turbinas a gás convencionais ou motores de combustão interna no contexto da GD. Dentre essas vantagens cita-se a velocidade variável com o carregamento, o que possibilita sua operação na faixa de velocidade de melhor eficiência de conversão.

Na maioria das microturbinas, o compressor e o gerador elétrico são montados em um único eixo, constituindo um sistema sem caixa de engrenagem e com apenas uma parte móvel. Esse conjunto trabalha em alta rotação, de 70000 a 120000 rpm, fazendo com que as perdas por atrito entre o eixo e o ar sejam maiores, assim como a necessidade de resfriamento, principalmente se o gerador se encontra próximo das partes quentes da microturbina. Para promover o resfriamento, em algumas configurações o gerador é colocado no duto de admissão de ar, o que produz queda de pressão na entrada do compressor e aumento da temperatura do ar.

Outro esquema de montagem de microturbinas, conhecido como de dois eixos, é formado basicamente de um gerador de gás, que compõe o primeiro eixo, e uma turbina livre, que compõe o segundo eixo. A vantagem desse tipo de configuração é que o gerador à gás está acoplado à turbina livre somente por um acoplamento aerodinâmico e portanto, os esforços da turbina livre não são absorvidos pelo gerador a gás. Além disso, o gerador a gás pode ter rotações diferentes da turbina livre. Configurações como esta, nas quais os geradores trabalham com baixa rotação, necessitam de uma caixa de redução que também produz perdas significativas. Ainda sim, essas perdas são menores que as ocasionadas pelos geradores que trabalham em alta rotação [14].

A eficiência de conversão elétrica das microturbinas está na faixa de 20 a 30%. Em sistemas de co-geração, a eficiência elétrica e térmica combinadas pode alcançar 85% do calor de processo.

As microturbinas já se encontram disponíveis comercialmente na faixa de potência de 25 a 500 kW e podem ser alimentadas com gás natural ou combustível líquido. Estudos recentes mostram que esses equipamentos devem evoluir tecnologicamente, em médio prazo, com aumento de eficiência e da potência específica, seguido de reduções de custo [14].

2.6.3 Motores Stirling

Os motores *Stirling* são classificados como motores alternativos de combustão externa, adequados para trabalhar com diferentes tipos de combustíveis, ou qualquer fonte de calor capaz de fornecer temperaturas da ordem de 650ºC, incluindo energia solar. Conjuntos moto geradores utilizando tecnologia *Stirling* de 10 kW já se encontram em fase de comercialização na Europa e devem estar no mercado internacional nos próximos anos.

Os motores *Stirling* são compostos por sistemas selados com fluido inerte, geralmente hélio ou hidrogênio. A combustão acontece fora do motor e o calor é transferido ao fluido de trabalho através de um trocador de calor.

Esses motores vêm sendo desenvolvidos para operação com gás natural, biomassa e também em aplicações com energia solar. No Brasil são poucos os desenvolvimentos de que se tem notícia nessa área, além de projeto experimental desenvolvido pela Cemig em parceria com a Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). O principal desafio do desenvolvimento dos motores *Stirling* têm sido aumentar sua durabilidade e confiabilidade para longos períodos de operação, diminuindo seu custo [14].

2.7 Interface das Tecnologias de GD com a Rede

A energia obtida das diferentes tecnologias de GD, sejam elas renováveis ou não, é injetada na rede de distribuição através de máquinas síncronas (microturbinas a gás), máquinas de indução (eólica) ou através de conversores estáticos de potência baseados em eletrônica de potência (células fotovoltaicas). [32] Portanto, tais tecnologias devem ser representadas em diferentes ferramentas computacionais através da modelagem matemática da interface de cada uma com a rede. A abordagem das características dessas máquinas/interfaces e seus respectivos modelos matemáticos não será feita nesse trabalho, ficando a cargo de estudos futuros.

3 FORMAS DE CONEXÃO DOS ACESSANTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 Considerações Preliminares

A correta avaliação e determinação de esquemas de conexões efetivos a serem utilizados na presença de unidades de GD passa pela compreensão das características do sistema de potência. Para isso, a forma de conexão do acessante ao sistema é a primeira premissa a ser levada em conta. Nas próximas seções serão avaliadas as configurações de conexão de GD e as formas de ligação dos transformadores com seus respectivos aspectos positivos e negativos do ponto de vista da proteção.

3.2 Formas de Conexão de GD ao Sistema Elétrico

A forma de conexão da unidade de GD ao sistema elétrico é definida por cada concessionária durante a elaboração de seu respectivo parecer de acesso. Essa definição leva em conta a Resolução Normativa ANEEL N° 56 de abril de 2004 e os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, que determina à aplicação do critério de menor custo global de investimentos, consideradas as instalações de conexão de responsabilidade do acessante, os reforços nas redes de transmissão, a distribuição e custos de perdas elétricas. As distribuidoras não podem restringir a conexão do acessante em linhas de transmissão ou alimentadores já existentes, desde que sejam atendidos critérios e padrões técnicos específicos para a conexão estabelecidos tanto pela legislação vigente quanto nas normas das distribuidoras. São exemplos de exigências a serem atendidas limitações quanto à quantidade de acessantes por LT/alimentador, montante de geração, perdas elétricas e variação de tensão imposta pela entrada ou saída de operação dessa geração.

Apesar da imprecisão das definições referentes ao que é baixa tensão (BT), média tensão (MT), alta tensão (AT) e extra-alta tensão (EAT), entidades internacionais como o International Council on Large Electric Systems - CIGRÉ relacionam a estrutura da rede e o tamanho da unidade de GD conforme mostrado abaixo [15]:

- Rede de distribuição BT (tensão menor que 1 kV): Pequenas unidades de geração;
- Rede de distribuição MT (de 1 a 35 kV): Médias unidades de geração;
- Rede de distribuição AT (superior a 35 kV): Grandes unidades de geração;

Já a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL relaciona a rede e a GD conforme mostrado na Tabela 3.1 [16]:

Tabela 3.1 – Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras

Potência Instalada	**Nível de Tensão de Conexão**
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão

A forma que o acessante é conectado à rede pode variar entre duas configurações básicas, sendo elas (a) alimentador ou linha de transmissão exclusivos para o acessante ou (b) alimentador ou linha de transmissão compartilhada com demais cargas da concessionária. As particularidades dessas configurações serão detalhadas a seguir.

3.2.1 Conexão da GD diretamente à Subestação (SE) da concessionária através de alimentador / linha exclusiva ou SE exclusiva.

A conexão do acessante em alimentador ou linha exclusiva é a que propicia maior confiabilidade e segurança para o sistema. A utilização de um alimentador ou linha dedicada não afeta o carregamento dos demais alimentadores/linhas da concessionária, dimensionados para o atendimento das cargas e seu respectivo crescimento. Outra vantagem está ligada ao esquema de proteção principal, que também pode ser dedicado.

No entanto, essa configuração é a que requer maior investimento e só se justifica para empreendimentos de maior escala, para conexão em alta tensão (AT) ou quando a outra opção de conexão passar pela construção de uma subestação de integração. Outra restrição a essa forma de conexão refere-se à disponibilidade de espaço físico na subestação da concessionária para instalação de uma nova saída para esse alimentador ou linha de transmissão. Em virtude da previsão de uma grande quantidade de acessos de GD e da falta de espaço nas subestações, mesmo para as próprias ampliações da concessionária, a opção por essa forma de conexão deve ser avaliada criteriosamente.

A conexão da GD diretamente a SE da concessionária através de alimentador ou linha exclusiva pode ser feita de duas formas. Umas delas requer disjuntores a montante do transformador de conexão enquanto a outra não. A Figura 3.1 e Figura 3.2 mostram as configurações citadas.

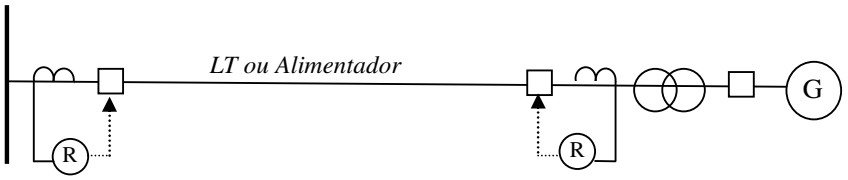


Figura 3.1 – Conexão da GD via LT/Alimentador exclusivo utilizando disjuntor no terminal da concessionária e no terminal do acessante

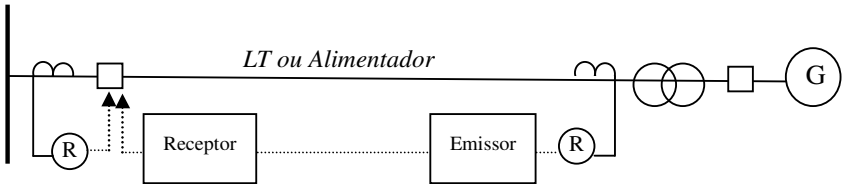


Figura 3.2 – Conexão da GD via LT/Alimentador exclusivo utilizando disjuntor apenas no terminal da concessionária

Na Figura 3.2, a contribuição do acessante para curtos-circuitos no alimentador ou LT é eliminada via esquemas de proteção que possuam sistema de comunicação capaz de efetuar a transferência de disparo (*transfer trip*), ou seja, com a emissão de um sinal de abertura emitido pela proteção do terminal do acessante. Embora a utilização de somente um disjuntor represente redução nos custos, o risco de falha no sistema de comunicação pode impor desgastes desnecessários tanto para o sistema quanto para o acessante, em função da manutenção de um curto-circuito por um tempo maior.

Outra opção de conexão se baseia na construção de uma subestação exclusiva para o acessante. Essa configuração tem sido adotada nos casos de conexão em níveis de tensão superiores a 69 kV, ou no caso de várias unidades de geração que se associam e estabelecem contratos entre si a fim de permitir sua conexão a um único ponto do sistema de distribuição. A questão é que essas subestações podem não ser de propriedade das concessionárias e, por razões comerciais, as informações disponíveis em seus terminais, que permitiriam melhorar a operação do sistema, nem sempre são compartilhadas.

Para o caso de compartilhamento do ponto de conexão, cabe aos acessantes se precaverem de possíveis trocas de energia entre as PCHs em situações de instabilidade, como as verificadas durante curtos-circuitos. Tais situações são identificadas através da elaboração de estudos de estabilidade elétrica e mecânica do micro sistema no qual tais unidades estão inseridas. A Figura 3.3 ilustra essa configuração.

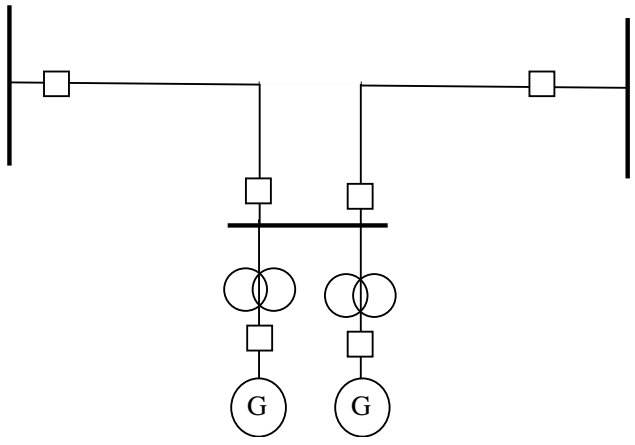


Figura 3.3 – Conexão da GD via Subestação exclusiva

3.2.2 Conexão da GD a alimentador ou linha pré-existentes.

A forma mais comum e barata de conexão da unidade de GD ao sistema ocorre através da interligação a alimentadores ou LTs pré-existentes, cuja finalidade anterior se restringia somente a alimentação de cargas. Esse tipo de conexão torna os esquemas de proteção mais complexos, já que, dependendo do comportamento da unidade de GD durante um curto-circuito, a sensibilidade, o alcance e tempo de atuação das proteções dos terminais da concessionária podem ser afetados.

A Figura 3.4 exemplifica a utilização de alimentadores ou LTs pré-existentes para conexão de acessantes de GD. Essa conexão é conhecida como *tap line* ou conexão *pingo* e eventualmente é usada sem a requisição de um disjuntor no ponto de conexão.

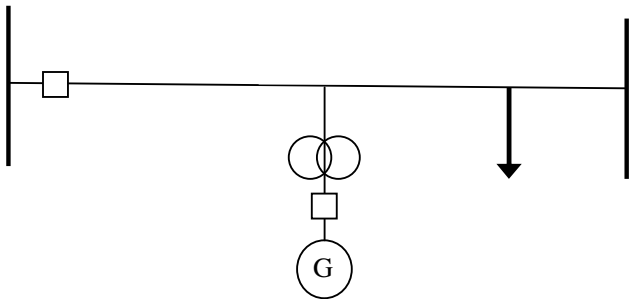


Figura 3.4 – Conexão de GD sem disjuntor LT/Alimentador pré-existente para atendimento de carga

Conexões da GD em derivação sem disjuntor LT/Alimentador pré-existente para atendimento de carga criam linhas/alimentadores multiterminais, em que o gerador do acessante se torna uma fonte adicional de corrente. Essa configuração afeta negativamente a operação, o despacho e a manutenção dos elementos envolvidos e só é permitida em último caso. Além dos problemas para distribuidora, o acessante também pode ser submetido a um número maior de desligamentos, transitórios ou permanentes, representando perda de receita e a aplicação de maiores esforços mecânicos em sua máquina. A necessidade de realização de manutenções preventivas e corretivas, ou ainda a grande extensão de linhas de transmissão e alimentadores aos quais ele se encontra conectado são causas que justificam tais desligamentos.

Para a proteção, a existência de linhas ou alimentadores multiterminais representa um desafio. Isso porque, dependendo da relação entre a impedância do sistema e a impedância da GD para um determinado ponto de falta, a contribuição da concessionária durante um curto-

circuito pode ser reduzida de forma que suas proteções baseadas em sobrecorrente não sejam sensibilizadas. Essa condição é especialmente perigosa quando envolve elevadas resistências de falta. A Figura 3.5 representa o circuito equivalente do sistema para faltas a jusante da GD.

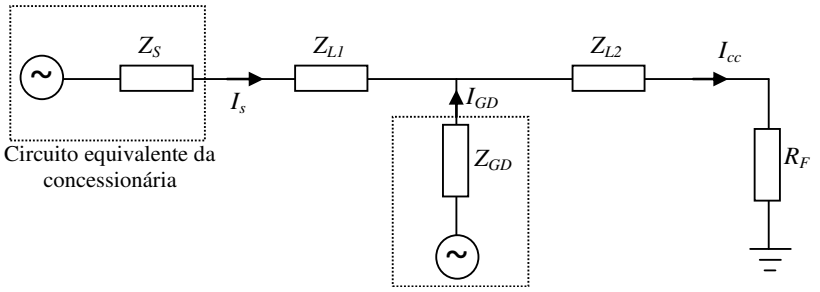


Figura 3.5 – Circuito de contribuições do sistema e GD para falta a jusante do acessante

Para configuração da Figura 3.5, se verifica a seguinte relação entre a contribuição da concessionária (Is) e a contribuição do acessante (I_{GD}), mostrada pela Equação (3.1). Nela observa-se que essa relação independe da resistência de falta (R_F) envolvida.

$$\frac{I_S}{I_{GD}} = \frac{Z_{GD}}{Z_s + Z_{L1}} \tag{3.1}$$

Já na Figura 3.6 a falta acontece entre a concessionária e o acessante.

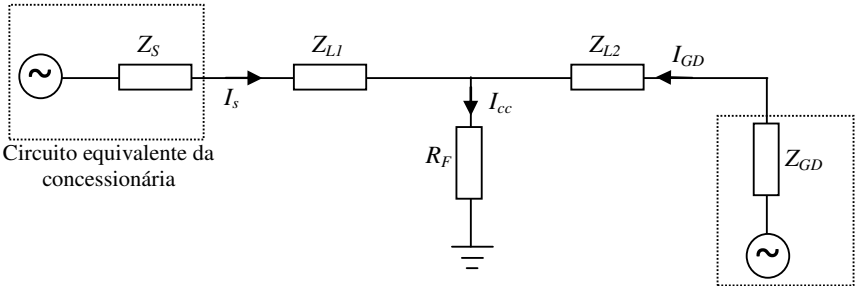


Figura 3.6 – Circuito de contribuições para falta entre a concessionária e acessante

Nessa configuração, a impedância de falta tem influência na divisão de corrente entre concessionária (Is) e acessante (I_{GD}), como mostra a Equação (3.2).

$$\frac{I_S}{I_{GD}} = \frac{R_F + Z_{L2}}{Z_s + Z_{L1}} \tag{3.2}$$

Outro impacto proporcionado pela conexão de acessante em linhas de transmissão ou alimentadores pré-existentes diz respeito à localização de faltas. A localização de faltas é uma

ferramenta importante para a redução do tempo de restabelecimento do sistema. A grande maioria dos algoritmos utilizados foram estruturados para condições radiais e não levam em conta a presença de outra fonte de contribuição para falta, tal como acontece na presença de acessantes de geração.

Muitas pesquisas estão sendo realizadas no sentido de criar algoritmos capazes de identificar com precisão o ponto de ocorrência do curto-circuito em sistemas com GD. Javadian et al. [17] recomenda que o sistema seja dividido em zonas radiais, sendo cada uma delas protegidas por um disjuntor, o que implica na mudança de topologia do sistema. Calderaro et al. [18] apresenta um esquema que requer a identificação da direcionalidade da corrente de curto através de diversos sensores. A precisão desse método esta diretamente ligada à quantidade de sensores utilizados. Chao et al. [19] apresenta um método baseado na teoria dos grafos enquanto Bretas e Salim [20] apresentam um esquema baseado na impedância aparente de sequência positiva. Brahm [21] propõem um método de localização de faltas que leva em conta a resistência de falta e as ramificações dos sistemas de distribuição.

Apesar das pesquisas, poucas concessionárias no Brasil têm utilizado métodos de localização de faltas que levem em conta a presença de GD. Esse cenário deve mudar com o aumento da penetração dos acessantes de geração no sistema, o que possibilitará a validação dos melhores algoritmos propostos.

3.3 Avaliação da Conexão dos Transformadores de Acoplamento

A seleção da conexão do transformador de acoplamento, ou de interconexão, a ser alocado entre a concessionária e o acessante, tem impacto importante sobre a forma como a unidade de GD irá interagir com o sistema elétrico, principalmente durante um curto-circuito. No entanto, não existe um consenso sobre a "melhor ligação", já que cada uma das opções apresenta vantagens e desvantagens. Dentre as conexões mais comuns estão a Delta (AT) – Estrela Aterrada (BT), Estrela Aterrada (AT) - Delta (BT) e Estrela – Estrela . As vantagens e desvantagens de cada tipo de conexão serão descritas a seguir.

3.3.1 Ligação Estrela Aterrada (concessionária) – Delta (acessante)

A ligação Estrela aterrada (concessionária) – Delta é a forma de conexão mais adotada por concessionárias no caso de geração própria. Para essa configuração os esquemas de proteção baseados em sobrecorrente já foram validados por décadas de experiência e a detecção de quase todos os tipos de curto-circuito é realizada de forma eficiente.

Outros benefícios apresentados pela conexão Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante) refere-se à ausência de contribuições do sistema elétrico para faltas fase-terra no gerador do acessante, à contenção das correntes de terceira harmônica e seus múltiplos e, sendo a alta tensão aterrada, a garantia de aterramento das linhas de transmissão mediante a abertura do disjuntor da concessionária, qualquer que seja o motivo.

No entanto a ligação Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante) provê caminhos indesejados para corrente de sequência zero para faltas com envolvimento de terra no sistema, o que é sua maior desvantagem. A Figura 3.7 mostra um exemplo da divisão da contribuição da corrente de sequência zero entre o sistema e transformador do acessante.

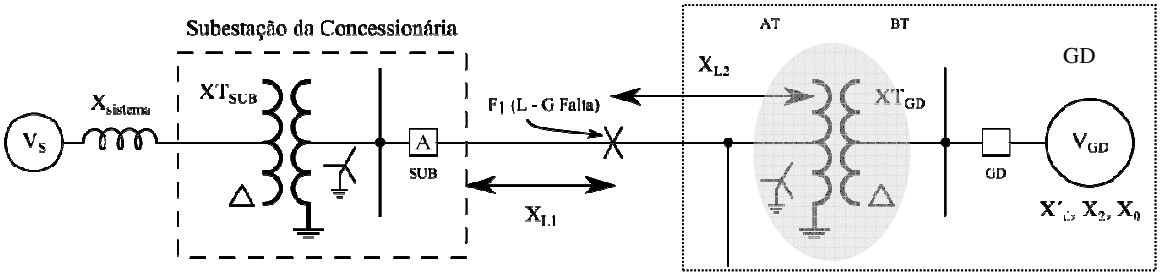


Figura 3.7 – Diagrama unifilar da conexão Estrela Aterrada (AT) / Delta (MT)
Fonte: [22]

A divisão da corrente entre o transformador de acoplamento (XT_{GD}) e o sistema (XT_{L1}+ XT_{sub}+ $XT_{sistema}$) dependerá das impedâncias envolvidas, sendo que quanto maior o nível de tensão menor a divisão da corrente entre os elementos. Isso porque no SEP a impedância é inversa ente proporcional ao nível de tensão e assim, sendo maior a relação XT_{GD}/ (X_{GD}+ XT_{L1}+ XT_{sub}+ $XT_{sistema}$), menor o valor de corrente que circulará pelo transformador. Por outro lado, maiores valores de impedância dos condutores em níveis mais baixos de tensão, fazem com que a contribuição do transformador de acoplamento do acessante seja um fator ainda mais preocupante.

A Figura 3.8 representa o circuito de componentes simétricas para uma falta fase-terra entre o disjuntor da concessionária e o transformador de acoplamento. Estando o secundário

conectado em Delta, a existência da fonte de sequência zero proveniente do acessante independerá se o disjuntor se encontra aberto ou fechado ou ainda se o gerador esta ou não em operação. Nesse caso o transformador do acessante irá se comportar como um transformador de aterramento, com a corrente de sequência zero circulando pelo enrolamento em Delta.

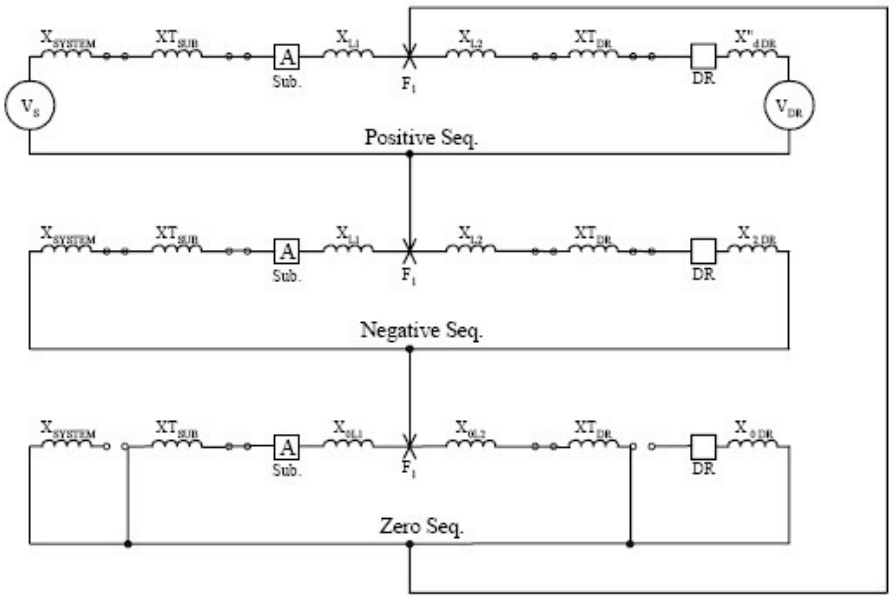


Figura 3.8 – Circuito de componentes simétricas para conexão Estrela Aterrada (AT) / Delta (MT). Fonte: [22]

A presença de cargas desequilibradas no sistema é outro ponto a ser considerado para ligação Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante). Isso porque a corrente de desequilíbrio que antes retornava para a terra via o neutro aterrado da subestação, a partir da instalação do transformador de acoplamento conectado em Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante), irá se dividir entre o equipamento da subestação e o novo equipamento instalado [23]. A circulação dessa corrente de desequilíbrio pelo transformador do acessante pode diminuir sua capacidade de carregamento, ou ainda, reduzir sua vida útil, já que este será submetido sucessivamente a valores elevados de corrente em função de sua contribuição para a maioria das faltas no sistema com envolvimento de terra.

Diferentemente do mostrado na Figura 3.7, a configuração usualmente adotada pelas concessionárias é a alocação do disjuntor do acessante a jusante de seu transformador de acoplamento. No entanto, a possibilidade de haver ou não a presença da contribuição do transformador como caminho para sequência zero durante faltas torna a definição dos ajustes

dos relés de proteção complexa e até mesmo inviável, dependendo da diferença proporcionada pela presença ou não do transformador.

Em [24] foi proposta a aquisição de transformadores com impedâncias elevadas ou ainda a utilização de reatores conectados ao aterramento da ligação Estrela como solução para amenizar a divisão da corrente de sequência zero. No entanto, como descrito no referido artigo, tais soluções não tem um caráter operativo prático, já que suas peculiaridades podem ser perdidas com o tempo. Por exemplo, considerando que transformadores de impedância mais elevada são equipamentos especiais, pode haver problemas caso seja necessário sua substituição em situações emergenciais, além da questão do aumento das perdas elétricas. Com relação ao reator, sua especificação deve ser feita de modo bem criterioso a fim de garantir que, da perspectiva do gerador, o sistema seja efetivamente aterrado, embora ainda limite a corrente de falta pelo transformador.

Outra questão de concessionárias com conexão Delta (AT) – Estrela aterrada (MT) em seus transformadores abaixadores, que alimentam circuitos com acessantes que utilizam ligação Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante) é a ocorrência de sobretensões na alta tensão, caso haja atuação das proteções das concessionárias antes da atuação das proteções do acessante.

Por exemplo, no caso de faltas monofásicas entre as subestações AT1 e AT2 com abertura do disjuntor DJ1, a permanência da contribuição do acessante faz com que possa vir a ser verificadas sobretensões de até 1,73 vezes da tensão nominal em todo lado de AT do sistema, que continua sendo alimentado pelo acessante.

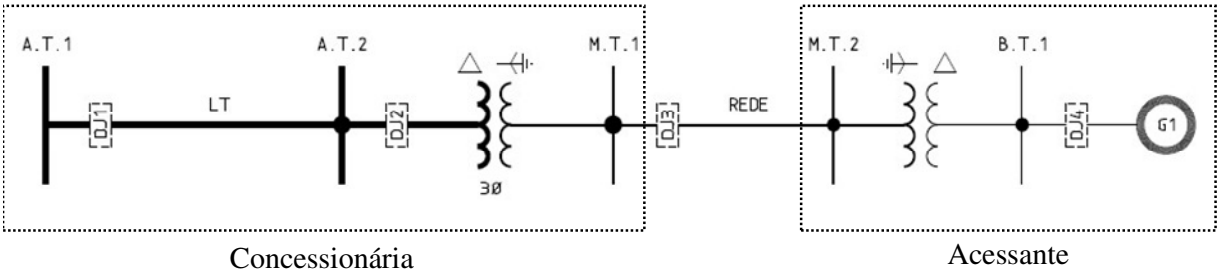


Figura 3.9 – Exemplo de acessante Estrela (MT) – Delta (BT) conectado em SE com abaixamento Delta (AT) – Estrela (MT)

Cabe ressaltar que o nível de carregamento do alimentador em que o acessante esta conectado é um fator limitante para a existência de sobretensão nas condições citadas. Para identificar qual seria a relação entre a limitação de sobretensão pela carga durante a

desconexão do DJ1 e a continuidade do atendimento via GD, foram realizadas duas simulações com bitolas diferentes do cabo dos alimentadores (4/0 e 1/0) no software de simulação de curto-circuito e coordenação de proteção *ASPEN OneLiner*™ .

Em ambas as simulações o comprimento do alimentador foi variado de 0 a 100 km, e, para cada novo comprimento, foram inseridos montantes de carga referênciados ao tamanho do acessante de geração na proporção de 0,5 a 4 pu, com passo de 0,5. Foi considerado que 2/3 das cargas são atendidas por outros alimentadores, sendo alocadas na barra da SE, enquanto o 1/3 restante foi alocado na metade do alimentador. O transformador de conexão do acessante teve sua impedância desprezada. Também se considerou que a unidade de GD é capaz de manter a tensão na barra BT1 em 1 p.u. Todas as simplificações citadas resultam em uma avaliação mais conservativa, já que, na prática, a tensão tende a ser menor que a verificada.

O curto-circuito fase-terra foi simulado na barra AT2 e o disjuntor DJ1 abre antes da desconexão do acessante. O ponto de verificação de tensão foi alocado na barra AT2. A Figura 3.10 ilustra as considerações acima.

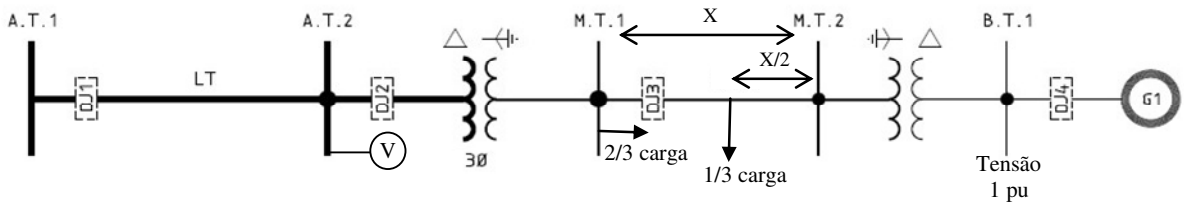


Figura 3.10 – Circuito para verificação da relação entre cargas e comprimento do alimentador na sobretensão causada pela GD após desconexão da concessionária.

A Figura 3.11 mostra o circuito de impedâncias resultante do sistema em análise.

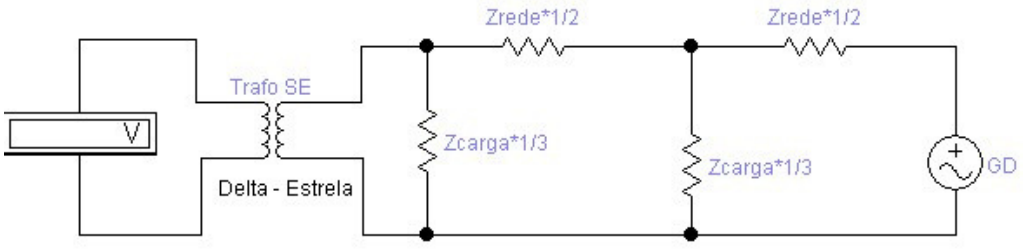


Figura 3.11 – Circuito de impedâncias

Com essas simulações foram obtidas as Figuras 3.12 e 3.13, que visam ilustrar a relação entre a sobretensão verificada, o percentual de carga pela capacidade da GD e, finalmente, o comprimento do alimentador, ou seja, a distância que a GD esta da subestação.

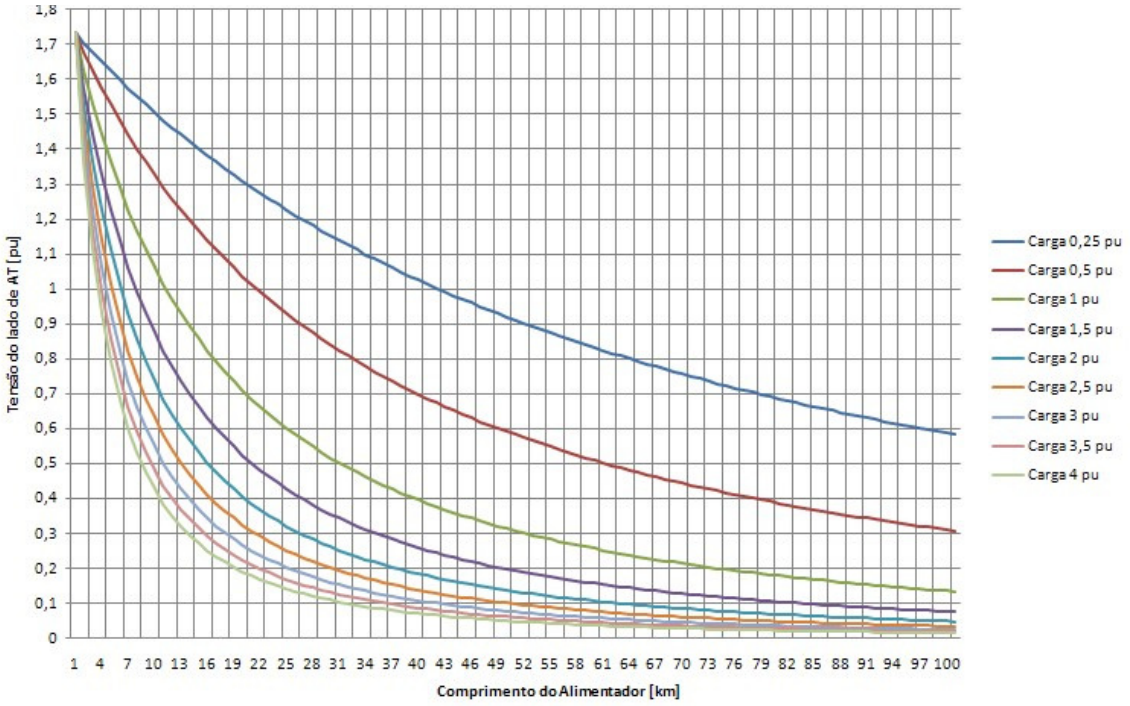


Figura 3.12 – Relação Sobretensão X Carga X Comprimento do Alimentador para Cabo 1/0

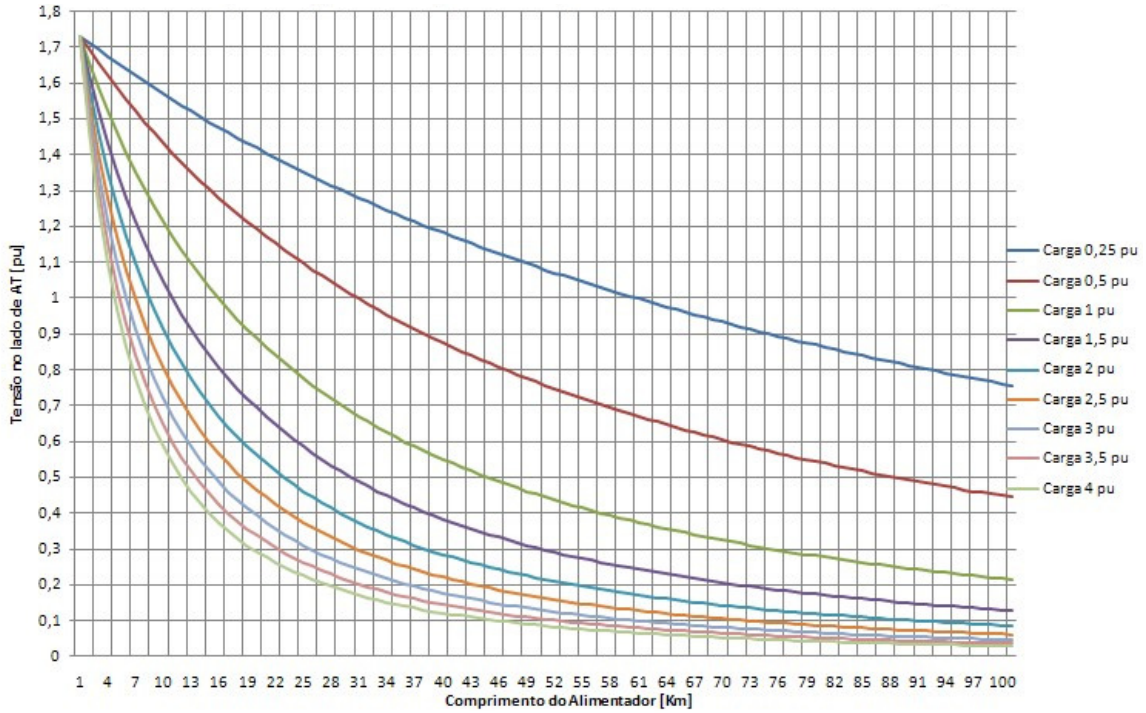


Figura 3.13 – Relação Sobretensão X Carga X Comprimento do Alimentador para Cabo 4/0

Considerando que o nível de suportabilidade dos equipamentos está em torno de 1,4 pu da tensão fase-terra e o cabo de menor impedância (4/0), observa-se na Figura 3.13 que a queda de tensão em alimentadores de 7 km com cargas de mesma potência que a geração já evita níveis de tensão prejudiciais. Já na Figura 3.13, aonde a impedância por km do cabo é maior, é possível alocar a unidade de GD 2 km mais próximo da SE e ainda sim se obter o mesmo resultado.

A partir da observação da Figura 3.12 2 3.13 se conclui que sobretensões no sistema ocasionadas pela manutenção da conexão da GD durante indisponibilidade da distribuidora, na configuração mostrada na Figura 3.10, assume relevância quando a relação carga/geração é inferior a 0,5 e quando o acessante esta situado a poucos quilômetros da subestação da concessionária. Nos demais casos, a queda de tensão ocasionada pelo atendimento das cargas já impede o aparecimento de níveis de tensão perigosos para os equipamentos.

3.3.2 Ligação Delta (concessionária) - Estrela Aterrada (acessante)

Em função da ausência de aterramento no lado da concessionária, a conexão Delta (concessionária) - Estrela -aterrada (acessante) comporta-se como um circuito aberto para correntes de sequência zero ou de desequilíbrio, não influenciando na coordenação e sensibilidade das proteções de terra. Assim, a única fonte de sequência zero durante faltas com o envolvimento de terra será a subestação da concessionária. A Figura 3.14 representa o circuito de componentes simétricas para um curto monofásico entre o disjuntor da concessionária e o transformador de acoplamento.

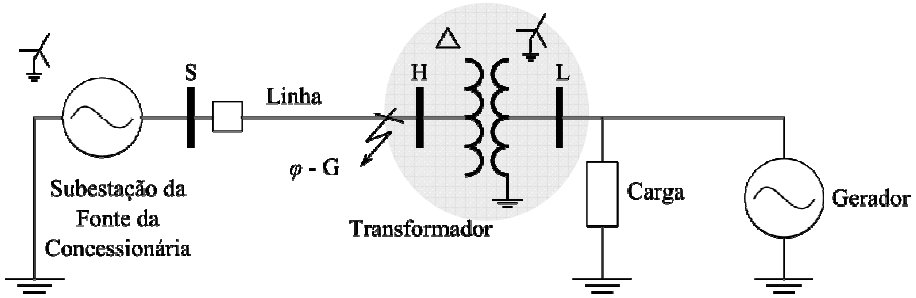


Figura 3.14 – Diagrama de conexão do transformador de acoplamento Delta (concessionária) - Estrela Aterrada (acessante). Fonte: [27]

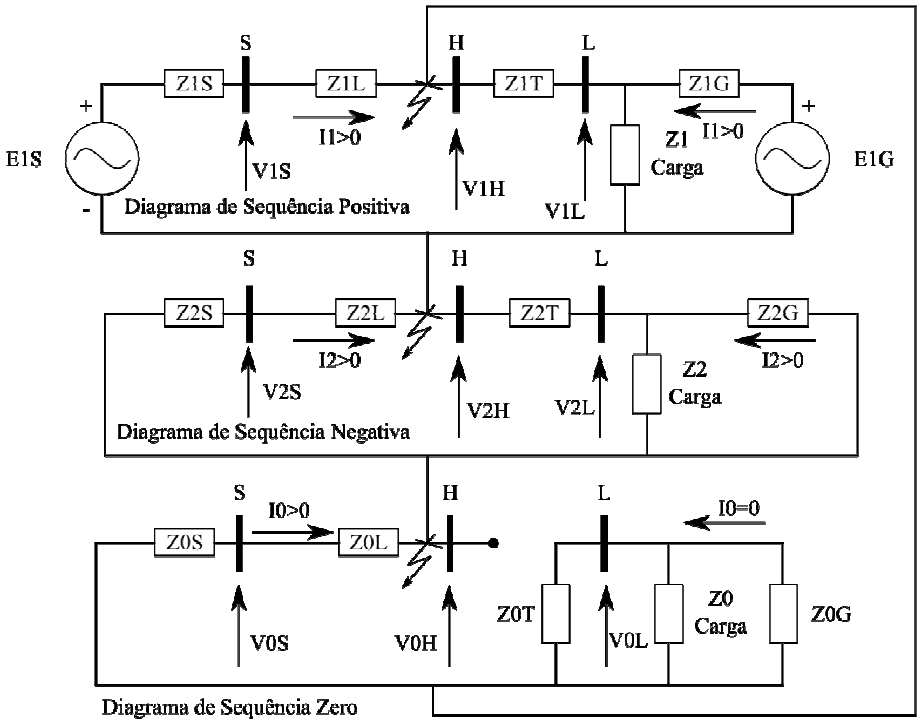


Figura 3.14 – Diagrama de Componentes Simétricas para Conexão do transformador de acoplamento Delta (concessionária) - Estrela Aterrada (acessante). Fonte: [27]

No entanto, durante curtos-circuitos monofásicos, caso ocorra a abertura do disjuntor da subestação antes da desconexão da geração, o sistema deixará de ser solidamente aterrado e se mantém energizado através da alimentação do transformador Delta-Estrela do acessante. Conforme dito anteriormente, o enrolamento em Delta bloqueia a circulação da corrente de sequência-zero, praticamente eliminando a corrente que alimenta o curto e conseqüentemente ocasionando sua auto-extinção. Nos casos em que a falta não é extinta, ou para uma falta sólida, a corrente de curto é tão baixa, alimentada somente pela capacitância fase-terra distribuída da linha protegida ou ainda pela corrente de cargas, que é difícil que as proteções de terra a detectem. Nessa situação, verifica-se o deslocamento do neutro e sobretensões em função do curto-circuito características de sistemas isolados.

Durante curtos-circuitos monofásicos em sistemas solidamente aterrados o fato de que o potencial de uma das fases se iguala ao potencial de terra, não ocasiona problemas para as outras fases , já que o neutro se manterá com o potencial nulo. Na Figura 3.15 as linhas cheias do diagrama fasorial representam o comportamento das tensões em um sistema solidamente aterrado durante faltas fase-terra.

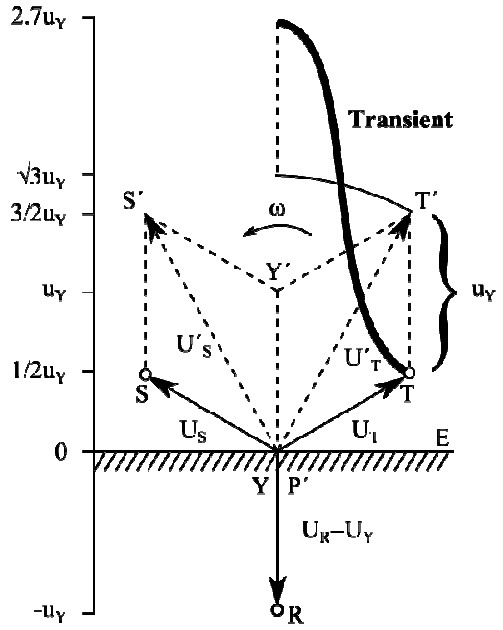


Figura 3.15 – Diagrama Fasorial Falta fase-terra. Fonte [25]

Se, no entanto, o sistema for isolado, o neutro irá se deslocar para o potencial da fase em falta, ocasionando sobretensões nas demais fases que podem atingir, transitoriamente, 2,73 pu, dependendo do ponto da senóide em que as fases sãs se encontravam.

Felizmente sobretensões transitórias da ordem de 2,73 pu raramente são atingidas, pois, o momento do curto é aleatório e tem possibilidade muito baixa de coincidir com o pior instante. Além disso, o fenômeno transitório envolve muitas frequências de diferentes amortecimentos e instantes de picos que diminui a tensão máxima possível. [25]

Ainda assim, sobretensões da ordem de 1,73 pu nos equipamentos conectados às duas fases sãs podem ocasionar danos consideráveis. Por exemplo, transformadores de distribuição conectados entre fase-terra, projetados para operar nessa faixa de tensão podem saturar. Pára-raios da classe de distribuição, também conectado fase-terra, podem conduzir. Além disso, há problemas de qualidade de energia para os consumidores alimentados por esta linha e risco para seus equipamentos. Esta condição deve ser evitada ou minimizada, permanecendo o menor tempo possível através da rápida desconexão da geração distribuída.

Em [26] foi proposto como solução para desligar a GD durante faltas a utilização de proteção de ilhamento no ponto de interconexão, ou ainda efetuar transferência de sinal de disparo do relé (*trip*) para a GD a partir da subestação da concessionária através de um link de comunicação.

É interessante verificar ainda que, conforme descrito em [27], algumas concessionárias permitem a conexão de transformadores com conexão Delta – Estrela apenas se forem verificadas sobrecargas iguais ou maiores que 200% no gerador do acessante após abertura do disjuntor da SE. Isso porque, considera-se que essa sobrecarga impede sobretensões superiores aos valores fase-terra nas fases sãs.

Outros dois pontos a serem considerados para a escolha da ligação Delta-Estrela dos transformadores de acoplamento dos acessantes diz respeito à ausência de retaguarda para proteções baseada em tensão e a existência de transformadores monofásicos que podem ser alimentados pelo acessante em condição de ilhamento, o que, senão inviabilizar completamente o atendimento das cargas conectadas a esse transformador pode sujeitá-las a condições de atendimento totalmente indesejadas.

A Figura 3.16 mostra um circuito no qual cargas monofásicas poderiam ser atendidas sem referência de terra pelo acessante de GD, durante ilhamento. A tensão a que tais cargas monofásicas seriam submetidas irá depender de diversos fatores, tais como nível de desequilíbrio entre fases e condições de aterramento. Ainda sim, a probabilidade é muito pequena de atendimento aos requisitos de qualidade, e por isso, essa condição é indesejável.

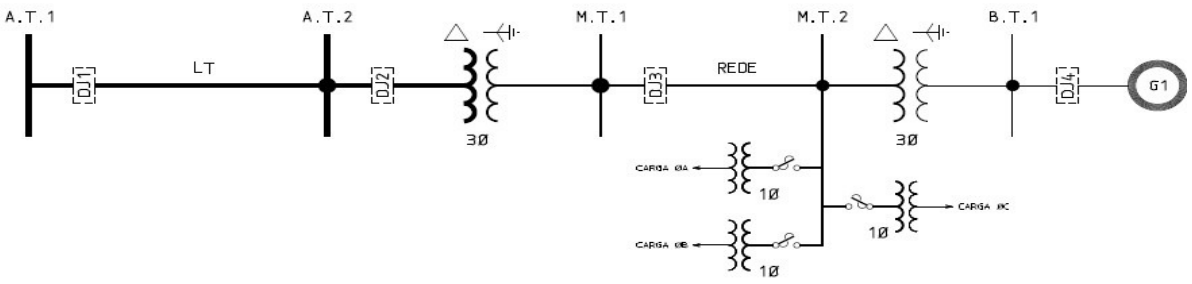


Figura 3.16 – Alimentador com GD e carga monofásicas

3.3.3 Ligação Estrela Aterrada – Estrela Aterrada

Algumas concessionárias, principalmente as americanas, optam pela conexão Estrela aterrada - Estrela aterrada. No entanto, além desse tipo de conexão apresentar os mesmos problemas referentes à divisão da corrente de sequência zero durante faltas no sistema, ela não bloqueia os harmônicos gerados pelos acessantes, além de fazer com que haja desligamentos desnecessários na concessionária em função de curtos internos.

4 IMPACTOS CAUSADOS PELA CONEXÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

4.1 Considerações Preliminares

A correta atuação dos esquemas de proteção desempenha um papel fundamental na detecção e isolamento de curtos-circuitos, prevenindo e limitando defeitos. Por correta atuação entende-se que equipamentos, dispositivos ou circuitos que estejam operando de forma anormal sejam retirados de serviço no menor tempo. Para isso, análises referentes ao nível de curto-circuito, às contribuições das fontes para a falta, à filosofia de proteção adotada, diretrizes para religamento automático, tipo de aterramento, condições pré e pós-falta, entre outras, são básicas para a especificação e parametrização dos elementos que compõem o sistema de proteção.

Classifica-se como sistema de proteção eficiente aquele que possui as seguintes características:

- Sensibilidade: é a capacidade de resposta da proteção às anormalidades e curtos-circuitos para os quais foi projetado;
- Velocidade: rapidez de ação na ocorrência de um curto-circuito a fim de diminuir a extensão do dano;
- Confiabilidade: probabilidade do equipamento operar no momento necessário;
- Seletividade: é a capacidade do equipamento de proteção de reconhecer e selecionar regiões submetidas ou não a faltas, resultando em uma operação que não interfira em regiões fora de sua área de atuação.

Durante a concepção e análise do sistema de proteção a premissa é a busca do equilíbrio entre as necessidades técnicas e os recursos econômicos disponíveis, a fim de que não se inviabilize sua implantação.

Esquemas de proteção devem ser compostos por equipamentos adequados. No entanto, não há um padrão que defina quais os equipamentos a serem utilizados nas mais diversas condições e configurações. Algumas características são comuns, sendo elas [34]:

- Os relés devem atender integralmente as normas internacionais de padronização, tais como ANSI/IEEE;
- Documentos sobre os relés, com informações sobre suas aplicações e quais as necessidades de manutenção e teste, devem ser fornecidos;
- O relé deve permitir que testes, manutenções e realocações sejam executados sem que qualquer distúrbio seja inserido no sistema;
- Indicações sobre o que pode levar o relé a atuar indevidamente devem estar claros nos documentos enviados.

Quando se leva em conta que os sistemas de distribuição foram concebidos para operação de forma radial, ou seja, com apenas uma fonte e um sentido para o fluxo de potencia, percebe-se que a inserção de unidades de GD altera essa premissa afetando a correta operação das proteções. Essa influência será tanto maior quanto maior for a penetração da GD no sistema.

Estudo realizado pela National Renewable Energy Laboratory – NREL [35], concluiu que relações de 10 a 20% entre a geração do acessante e a capacidade do sistema já podem ser consideradas como nível significante de penetração de GD, tendo em vista os impactos ocasionados. Atualmente tais níveis de penetração tendem a serem facilmente alcançados, visto os incentivos dados aos investidores de GD.

4.2 Faltas Típicas e suas Implicações no Sistema

Nas Tabelas 4.1 e 4.2 são resumidas as faltas típicas no sistema elétrico, com ou sem a presença de unidades de GD, e suas implicações potenciais para os sistemas industriais e para a concessionária [36].

Tabela 4.1 – Faltas Típicas na Concessionária

Falta	**Implicações para sistemas industriais**	**Implicações para concessionária**
Interrupção acidental do fornecimento de energia elétrica da concessionária	- variação de frequência e tensão; - problemas para religamento automático; - sobrecarga/desligamento dos geradores; - rejeição de cargas.	- Linha permanece energizada até atuar proteção da indústria, em função da inércia dos motores; - Problemas na realização de religamento automático da linha.
Curto-circuito e posterior interrupção no fornecimento de energia elétrica da concessionária	- variação intensa de tensão; - desligamento de motores; -sobrecarga /desligamento dos geradores;	Desligamento de cargas nas proximidades da falha.
Perda de geração significativa no sistema da concessionária (p.ex. Itaipu)	- grande variação de frequência; - rejeição de cargas; - perda de sincronismo; - sobrecarga/desligamento dos geradores;	- variação de frequência; - sobrecarga dos geradores; - rejeição de cargas (ERACs); - oscilações de potência; - desligamento de geradores e LTs.

Tabela 4.2 – Faltas Típicas na Indústria

Falta	**Implicações para sistemas industriais**	**Implicações para concessionária**
Curto-circuito em tensões inferiores a 13,8 kV	- variação de frequência e tensão; - problemas para religamento automático; - sobrecarga /desligamento dos geradores; - rejeição de cargas	Desligamento de cargas de consumidores nas proximidades da indústria.
Desligamento acidental do turbogerador	- perda de paralelismo; - sobrecarga /desligamento dos geradores remanescentes e/ou da interligação;	Possibilidade de sobrecarga na linha que fornece energia elétrica para a indústria.

4.3 Designação das Funções de Proteção e de Termos relacionados

Em função da necessidade de uniformizar e padronizar os termos utilizados pelos setores de planejamento, operação e manutenção das concessionárias de energia elétrica, a American National Standards Institute - ANSI atribuiu números aos dispositivos de controle e proteção, criando assim a Tabela ANSI. Como as funções de proteção citadas nesse estudo serão muitas vezes associadas a essa numeração, a Tabela 4.3 ilustrará as principais funções de proteção e seus respectivos códigos numéricos.

Tabela 4.3 – Tabela ANSI

Numeração	**Descrição da Função**
21	Relé de Distância
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
27	Relé de subtensão
32	Relé direcional de potência
37	Relé de subcorrente ou subpotência
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
50BF	Relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)
50G	Sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)
50 N	Sobrecorrente instantâneo de neutro
51	Relé de sobrecorrente temporizado
51G	Sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS)
51N	Sobrecorrente temporizado de neutro
51Q	Relé de sobrecorrente temporizado de sequência negativa
51V	Relé de sobrecorrente com restrição de tensão
52	Disjuntor de corrente alternada
59	Relé de sobretensão
59Q	Relé de sobretensão de sequência negativa
59N	Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (ou 64G)

Tabela 4.3 – Tabela ANSI

Numeração	Descrição da Função
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detector de terra
67	Relé direcional de sobrecorrente
67 N	Relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)
67 G	Relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)
67Q	Relé de sobrecorrente direcional de sequência negativa
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
87	Relé de proteção diferencial

Outros conceitos que serão utilizados são:

- *Pickup*: ponto em que a tensão ou corrente injetada sensibilizam o relé de proteção, levando ao início da operação em relés eletrônicos ou digitais e/ou o movimento do disco de indução em relés eletromecânicos;
- *Trip*: ponto em que o relé de proteção fecha os contatos de saída. Isso ocorre quando o valor da corrente ou tensão de *pickup* permanece por um período de tempo maior ou igual ao especificado pelo usuário ou ainda por um tempo definido através de uma curva estabelecida pelo usuário;

4.4 Condições de Aterramento do Sistema

A determinação adequada do esquema de proteção mais apropriado irá depender das características do aterramento do sistema de distribuição, cujos exemplos mais comuns são [29].

Sistema efetivamente aterrado: Nesse sistema, o aterramento é feito através de uma impedância tal que para todas as condições do sistema a razão entre a reatância equivalente de sequência zero e a reatância de sequência positiva (X_o / X_1) seja positiva e menor que 3 e que a razão entre a resistência de sequência zero e a reatância de sequência positiva (R_o / X_1) seja positiva e menor que 1. Considerando-se as relações existentes entre as impedâncias de sequência zero e positiva, no caso de falha para a terra, esse tipo de sistema admitirá correntes de valor apreciável sem que haja grandes elevações de tensão nas fases sadias. Entretanto, a inclusão de resistências ou reatâncias entre neutro e terra torna possível a redução dessa corrente sem que seja alterada a condição de efetivamente aterrado do sistema, desde que mantida as condições estabelecidas pela definição.

Sistemas solidamente aterrados: consiste na conexão do neutro do gerador e transformador diretamente à terra . Neste esquema de aterramento, não há impedância de sequência zero devido ao fato da impedância de falta ser muito pequeno. São considerados eficientes os aterramentos sólidos cuja corrente de curto-circuito fase-terra seja de, no mínimo, 60% da corrente de curto-circuito trifásica. Em termos de componentes de sequência, o aterramento é eficiente somente se $R_o < X_1$ e $X_o < 3 * X_1$.

Sistemas não aterrados: Nesse sistema, uma falta fase-terra causa apenas uma pequena corrente à terra ; portanto, o sistema pode continuar em operação mesmo com uma falta à terra , permitindo sua continuidade. Além disso, há ainda a vantagem econômica, já que se eliminam os gastos com aterramento. No entanto, deve ser considerado que nesse tipo de sistema o nível de segurança é menor já que ele não possui malhas de aterramento, capazes de fornecer proteção contra perturbações transitórias, como descargas atmosféricas.

4.5 Filosofia de Proteção de Sistemas de Distribuição de Média Tensão

As redes de distribuição primárias, ou de média tensão, emergem das subestações de distribuição e sempre operam radialmente com possibilidade de transferência de blocos de cargas entre circuitos. Essas redes atendem aos consumidores primários e aos transformadores de distribuição que suprem a rede de baixa tensão [37]. Tais redes contam com um tronco principal do qual se derivam ramais, protegidos usualmente por religadores, fusíveis e seccionadores, conforme nível da corrente de curto-circuito a ser interrompida.

Nos sistemas de distribuição são utilizadas duas filosofias de proteção: a filosofia de proteção seletiva e a filosofia de proteção coordenada.

A proteção é definida como seletiva quando o ajuste da proteção de retaguarda é feito de maneira a permitir que o dispositivo de proteção mais próximo da falta opere para qualquer tipo de defeito a jusante, tanto transitório quanto permanente [38]. Assim, ocorrendo uma falta no ponto l da Figura 4.1, o elo da chave fusível C1 se rompe sem que haja operação do dispositivo de proteção de retaguarda R1, interrompendo apenas os consumidores em A.

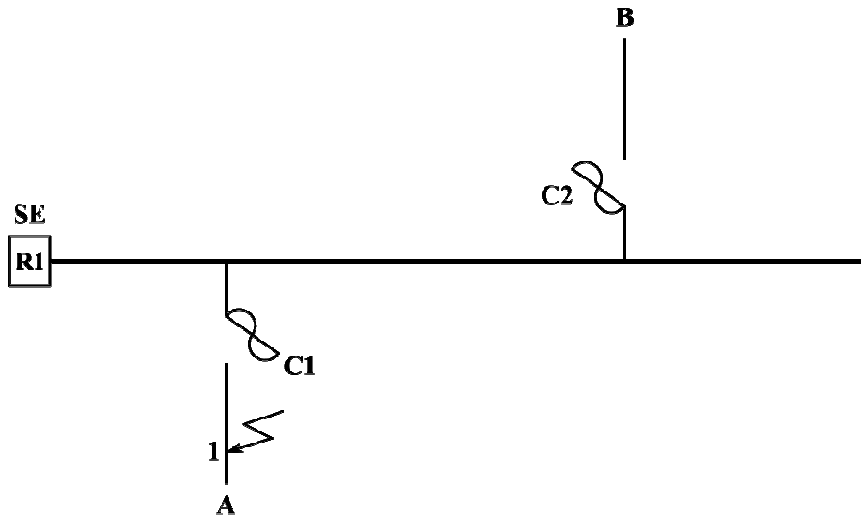


Figura 4.1 – Rede MT com chaves fusíveis nos ramais e um religador na subestação Fonte: [37]

Já a proteção coordenada é aquela em que o ajuste dos relés de retaguarda é feito de maneira a eliminar as faltas transitórias por meio do religamento automático do dispositivo de proteção de retaguarda R1 sem que haja a operação do dispositivo de proteção local C1, que deverá operar apenas para faltas permanentes. Assim, para uma falta no ponto l da Figura 4.1, haverá operação em curvas rápidas do dispositivo de proteção R1 instalado na subestação, na

tentativa de eliminar a falta, caso ela seja transitória. Se a falta persiste, o elo fusível da chave C1 se rompe evitando o bloqueio de R1. Dessa maneira, os consumidores atendidos pelo circuito serão interrompidos momentaneamente se a falta for transitória e, se for permanente somente os consumidores do ramal A serão interrompidos até o reparo do defeito [38].

Considerando sistemas sem a conexão de unidades de geração distribuída, o ajuste das proteções de MT já enfrenta os seguintes elementos dificultadores [38]:

- Uso intensivo de religadores e secionalizadores em série ao longo dos ramais, o que requer maiores temporizações na proteção da saída do alimentador na subestação, principalmente para valores baixos de correntes de curto-circuito;
- Tempos de eliminação de faltas, para correntes de curto-circuito máximo, compatíveis com os requisitos de equipamentos e segurança. O tempo máximo adotado para eliminação de faltas no barramento de MT da subestação é de 0,9 segundos o que implica em ajustes de tempo em torno de 0,5 segundos para as proteções das saídas dos alimentadores. Tais tempos dificultam a coordenação com os dispositivos de proteção da média tensão instalados a jusante;
- Aumento de carga instalada por alimentador, levando a ajustes de elevados valores de pickup das proteções de saídas dos alimentadores.
- Necessidade de manter elevada a sensibilidade dos relés de neutro, através de níveis de pick-up baixos, de modo a garantir efetiva proteção para faltas de baixa corrente.

Nesse contexto, a alteração da corrente de curto-circuito provocada pela inserção de unidades de GD é mais um fator que deve ser considerado.

4.6 Filosofia de Proteção de Sistemas de Distribuição de Alta Tensão

Sistemas de distribuição de alta tensão têm a função de transportar a energia proveniente dos sistemas de transmissão para as subestações de distribuição através de linhas trifásicas aéreas de longa extensão, que operam em tensões usuais de 161, 138 ou 69 kV e mais raramente em 34,5 kV. Esses sistemas podem operar tanto em configurações radiais (fluxo em um único sentido) ou em configurações em anel (fluxo com mais de um sentido).

Na distribuição de alta tensão, tendo em vista o atendimento a um maior bloco de consumidores, a garantia de fornecimento da energia é ainda mais vital. Por isso o planejamento de circuitos alternativos de suprimento, como a duplicação de linhas e fontes,

busca estabelecer capacidade reserva. Além disso, a subdivisão do sistema em áreas, cada uma controlada por um conjunto de equipamentos de chaveamento, em associação com esquemas de proteção e configurações de barramentos que permitam manobras alternativas, proporcionam flexibilidade operativa e garantem a minimização das interrupções. A Figura 4.2 ilustra a complexidade assumida por um sistema de distribuição de alta tensão, com as respectivas áreas ou zonas de proteção.

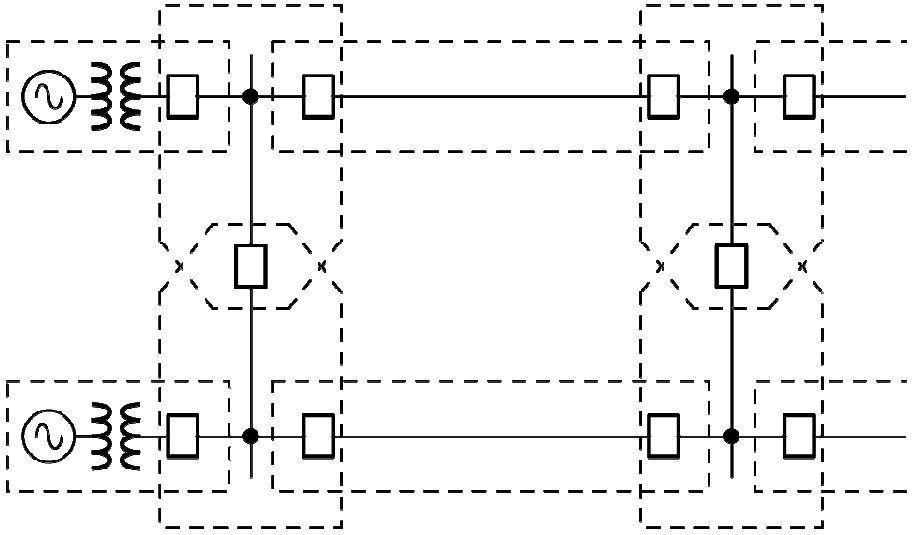


Figura 4.2 – Sistema de Distribuição de Alta tensão. Fonte: [36]

Ainda na Figura 4.2, para garantir confiabilidade do esquema de proteção, podem ser verificadas zonas de sombreamentos ou redundância entre as proteções com a inclusão de dois sistemas: proteção principal ou primária e proteção de retaguarda ou *backup*. Na Figura, as áreas indicadas com linhas tracejadas correspondem às zonas da proteção principal, ou seja, uma falta dentro desse local implica na abertura de todos os disjuntores pertencentes a esta zona. A região da proteção de retaguarda corresponde aos pontos de sombreamento, que se sobrepõem com a área da proteção principal, com a finalidade de garantir uma cobertura completa para todos os elementos do sistema de potência. Com isso, uma falta nas áreas sobrepostas provoca a abertura de mais disjuntores do que seria necessário para isolar a falta. É interessante observar que enquanto as proteções principais normalmente têm atuação instantânea, as proteções de retaguarda devem ter sua atuação temporizada, provendo, portanto a máxima continuidade do serviço com um mínimo de desconexões.

Os dispositivos de proteção de sistemas malhados diferem consideravelmente daqueles utilizados em sistemas radiais, já que se faz necessário identificar o sentido das correntes. Os mais comuns são aqueles que utilizam amostras de tensão e corrente para determinar o sentido

da corrente de falta e conseqüentemente a necessidade ou não de atuação da proteção. Dentre esses , estão os relés de sobrecorrente direcional de fase (67) e de neutro (67N), e os relés de distância de fase (21) e de neutro (21N).

A Figura 4.3 ilustra, além das proteções citadas anteriormente, outras proteções que podem ser necessárias em sistemas de distribuição de alta tensão, sendo elas: sobrecorrente de fase instantânea e temporizada (50/51), oscilação de potência (68), sobrecorrente de terra instantânea e temporizada (50/51N), verificação de sincronismo (25), sub e sobretensão (27/59) e religamento automático (79), além do esquema de teleproteção.

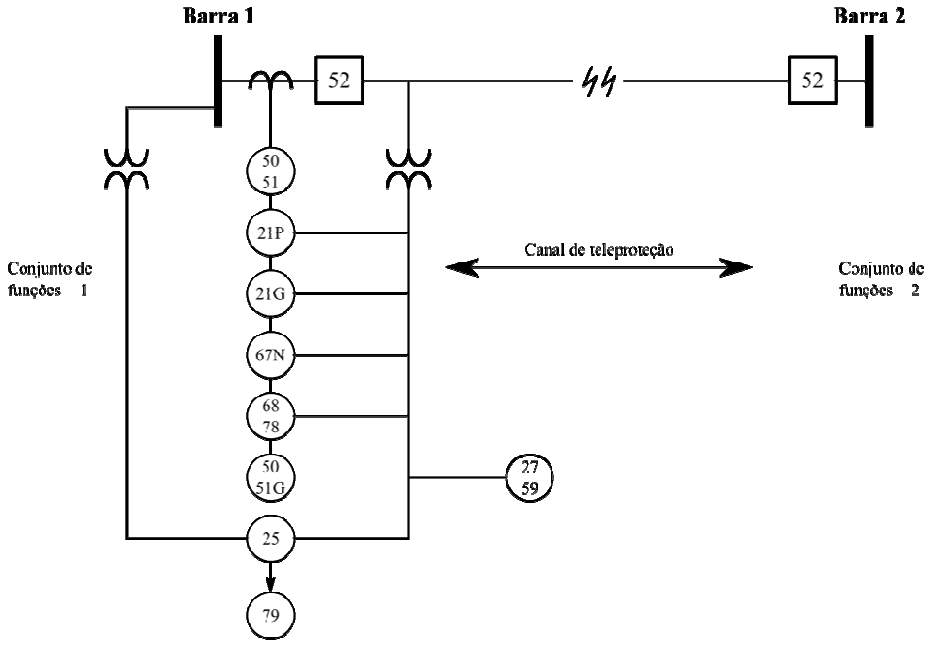


Figura 4.3 – Esquema de proteção de linhas de transmissão. Fonte: [36]

Dentre os dispositivos mostrados na Figura 4.3, é interessante ressaltar o relé/função 79, que se refere ao esquema de religamento automático da linha de transmissão. Isso porque, na presença de unidades de GD, a utilização do esquema de religamento irá requerer atenção especial a fim de conciliar a segurança das máquinas dos acessante com a necessidade de restabelecimento rápido dos elementos retirados de operação.

A função 79 tem a finalidade de acionar automaticamente o fechamento do disjuntor desligado pela proteção, após temporização ajustável. Nas linhas de distribuição de AT da Cemig são realizadas duas tentativas de religamento, sendo a primeira após dois ou três segundos do envio do sinal de trip para o disjuntor e a segunda com cento e setenta e cinco segundos após o segundo sinal de trip, caso ocorra. O religamento deve ocorrer para faltas

internas à linha de transmissão protegida, que levam a atuação da proteção principal ou do esquema de teleproteção. Por outro lado, não deve haver religamento automático se a falta for externa à linha protegida, com atuação da proteção de retaguarda, ou ainda se as condições de sincronismo não forem atendidas. O esquema de religamento automático é implementado segundo esquema mostrado na Figura 4.4.

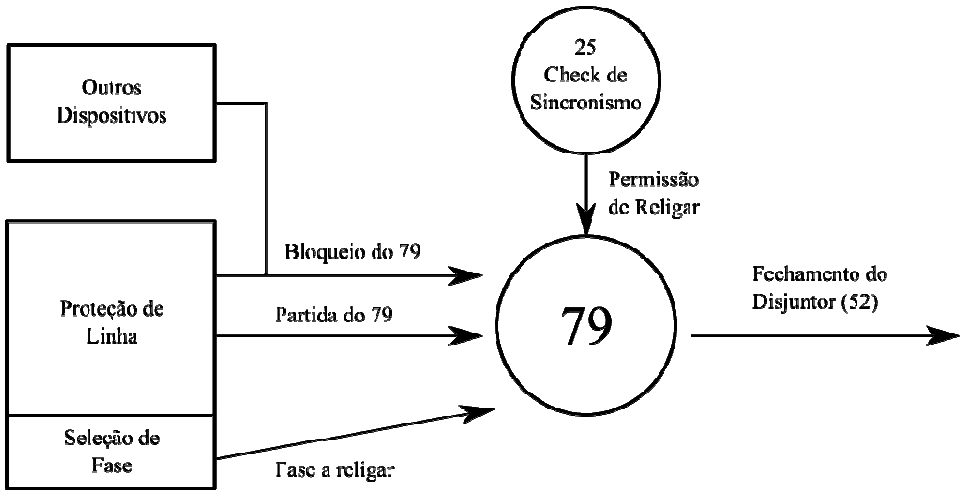


Figura 4.4 – Esquema de religamento automático de linhas de transmissão com verificação de sincronismo.

A verificação de sincronismo, realizada pela função 25 em sistemas malhados, tem como objetivo identificar se as condições do sistema são favoráveis a realização do religamento, e, normalmente avalia os seguintes itens, dependendo da chave seletora:

- Permite religamento com tensão na linha e sem tensão na barra (linha viva / barra morta);
- Permite religamento com tensão na barra e sem tensão na linha (barra viva/linha morta);
- Permite religamento com tensão em ambos os lados, com:
    - ✓ Verificação da diferença de módulos das tensões comparadas;
    - ✓ Verificação do ângulo de fase entre as tensões comparadas;
    - ✓ Verificação da diferença de frequência entre as tensões comparadas;

4.7 Análise de Proteção dos Sistemas de Distribuição

Após avaliação dos principais tipos de faltas, condições de aterramento do sistema e filosofias de proteção adotadas na média e alta tensão serão avaliados nessa seção casos práticos que ilustram como a inclusão de fontes de GD afeta os esquemas de proteção e quais soluções adotadas para tornar a convivência com tais elementos mais harmônica. Ressalta-se que somente serão analisadas as proteções cuja finalidade seja a desconexão do acessante durante faltas no sistema, eliminando sua contribuição para as mesmas. As proteções das máquinas não serão objeto de análise.

Como o foco desse estudo está na avaliação das diversas influências de GD e não no aprofundamento de cálculos referentes a curto-circuito, será utilizado o software de simulação de curto-circuito e coordenação de proteção *ASPEN OneLiner*™ desenvolvido pela *Advanced Systems for Power Engineering, Inc. – ASPEN*. O OneLiner é o programa líder em utilização para simulações de curto-circuito, detendo 46% do mercado, como mostra uma pesquisa independente entre 87 concessionárias de 24 países realizada por Newton-Evans Research Co., Inc. em 2009 [39].

4.7.1 Definição de Ajustes na presença de GD com várias máquinas

Tem sido comum a inserção de unidades de geração distribuídas compostas de diversas máquinas ou mesmo o compartilhamento de um dado ponto de conexão por acessantes diferentes. Nessa circunstância é necessário garantir a eliminação da contribuição de cada máquina para a faltas no sistema da distribuidora com tempo adequado.

No entanto, a conciliação entre diferentes níveis de contribuição, proporcionado por diferentes números de máquinas em operação e a atuação da proteção com tempo adequado pode ser um desafio. A questão se agrava quando a contribuição de uma máquina para o curto-circuito é menor que a geração conjunta dos demais elementos.

- **Caso exemplo 1**

O caso exemplo 1, mostrado na Figura 4.5, visa exemplificar essa situação. Nele dois acessantes de geração hidráulica foram conectados a um sistema de 69 kV através da SE B.

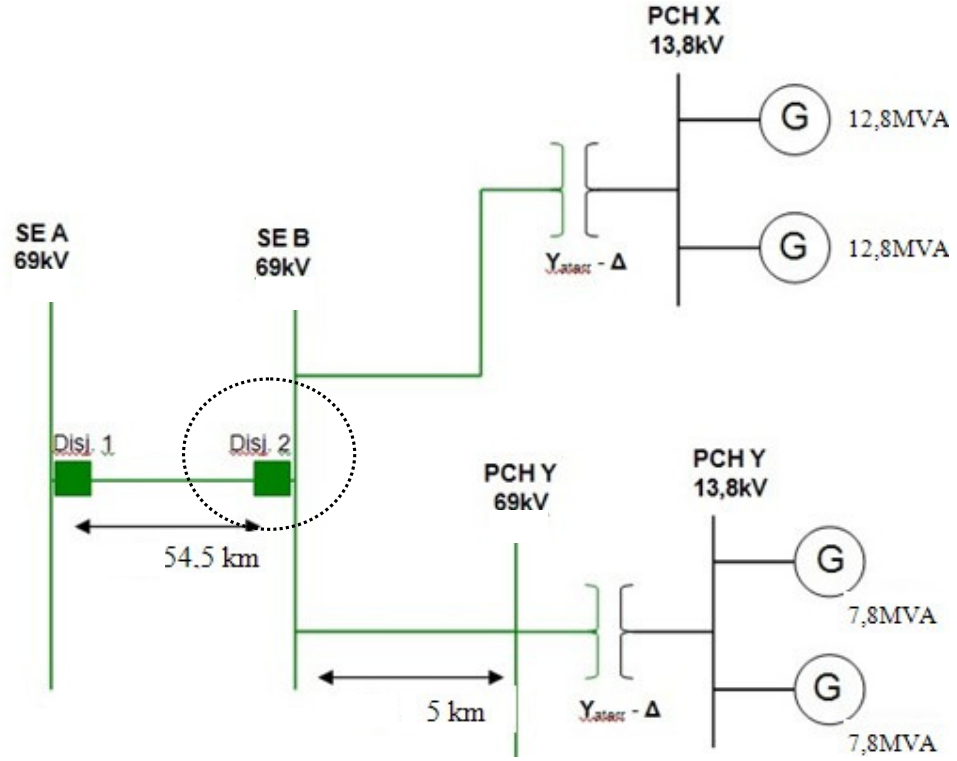


Figura 4.5 – Caso Exemplo 1: Ajuste da unidade 51 para diferente condições de geração

Para esse sistema foram utilizadas essencialmente proteções de distância de fase e de neutro (21/21N), proteções de sobrecorrente direcional de neutro (67N) e proteção de retaguarda de sobrecorrente de fase e neutro (51). Por questão de confiabilidade, são utilizados dois relés digitais em cada terminal da LT SE A – SE B 69 kV. Cada um desses relés agrupa todas as funções acima descritas, sendo que relés alocados no mesmo terminal possuem ajustes iguais.

A atuação dos relés de distância independe da quantidade de máquinas em operação, já que a relação entre tensão no terminal onde o relé se encontra e sua contribuição para uma falta no sistema é diretamente proporcional à quantidade de máquinas em operação. Assim, o número de máquinas operando influenciará muito pouco a impedância vista pelo relé. Tais alterações não são suficientes para impedir a correta operação do relé de distância.

O relé de sobrecorrente direcional de neutro é ajustado como retaguarda da proteção de distância de neutro. Isso porque em condições de curto-circuito com envolvimento de terra,

onde os valores de resistência de falta são elevados, a impedância vista pela unidade 21N pode ultrapassar seu limite de atuação. A definição do valor de corrente que levará a *trip* a unidade 67N é mais influenciada pelos caminhos de sequência zero proporcionados pelos transformadores de conexão, se sua ligação for Estrela aterrada na concessionária e Delta no acessante, que pela quantidade de máquinas em operação. Além disso, por se tratar de circuitos que em condição normal de operação apresentam pequenos desequilíbrios entre as fases, a utilização de *pick up* baixos não implica em restrições para o sistema. Em algumas configurações é possível ainda a utilização da função de sobrecorrente de neutro (51N), sem prejuízos para o sistema.

Todas as proteções acima citadas dependem da disponibilização de medições de tensão para seu correto funcionamento. No entanto, situações nas quais há defeitos no circuito de tensão que alimenta o relé, tal como falha de fusível, não são incomuns. Nessas situações duas ações são fundamentais:

- Imediata disponibilização da informação de falha no circuito de tensão para o centro de operação da distribuição para que seja providenciado o reparo em caráter emergencial;
- Habilitação automática no relé de funções de proteção que tenham sua atuação vinculada somente à corrente.

A unidade de sobrecorrente de fase (50/51) cumpre essa função, mas a definição do valor de corrente que irá levar a sua atuação pode ser mais complexa do que o normal na presença de unidades de GD compostas por diversas máquinas, onde a contribuição de uma máquina para o curto-circuito é menor que a geração conjunta dos demais elementos. É essa situação que será analisada no caso exemplo 1.

Os dados utilizados para realização da simulação são mostrados na Tabela 4.4, Tabela 4.5 e Tabela 4.6:

Tabela 4.4 – Dados elétricos dos geradores

	PCH X	**PCH Y**	
Número de geradores	2	2	
Potência de cada unidade geradora	12,8	7,8	MVA
Impedância subtransitória (X´´d) (base de potência máq)	0,22 (sat)	0,21 (sat)	pu
Impedância transitória (X´d) (base de potência máq)	0,26 (sat)	0,35 (sat)	pu
Impedância síncrona (Xd) (base de potência da máq)	1,01 (sat)	0,96 (sat)	pu
Impedâncias de sequência negativa (X2) (base de potência da máquina)	0,19 (sat)	0,23 (sat)	pu
Impedâncias de sequência zero (X0) (base de potência da máquina)	0,08 (sat)	0,05 (sat)	pu
Impedância de aterramento do gerador	798	798	ohms

Tabela 4.5 – Dados das linhas de interligação com a concessionária

	SE A - SE B	**SE B - PCH Y**	
Comprimento	54,8	5	km
Impedância de sequência positiva	25,5<80°	2,72<68°	ohms
Impedância de sequência zero	85,8<80°	8,1<75,5°	ohms

Tabela 4.6 – Dados dos transformadores de conexão

	PCH X	**PCH Y**	
Potência nominal dos transformadores	26,88	16,88	MVA
Impedância percentual do transformador	10,5	10,5	%
Base de potência a qual a impedância se refere.	21,5	13,5	MVA
Tensão do enrolamento de alta	69	69	kV
Ligação dos enrolamentos de alta	Estrela	Estrela	
Tensão do enrolamento de baixa	13,8	13,8	kV
Ligação dos enrolamentos de baixa	Delta	Delta	

Para o caso exemplo 1, observa-se que a soma da geração dos acessantes em condição normal de operação totaliza 41,2 MVA, ou 344,7 A no 69 kV. No entanto, a contribuição da menor máquina para curtos-circuitos no barramento 69 kV da subestação A é menor do que a geração total, como mostra a Figura 4.6, aonde foi simulada uma falta bifásica na barra A.

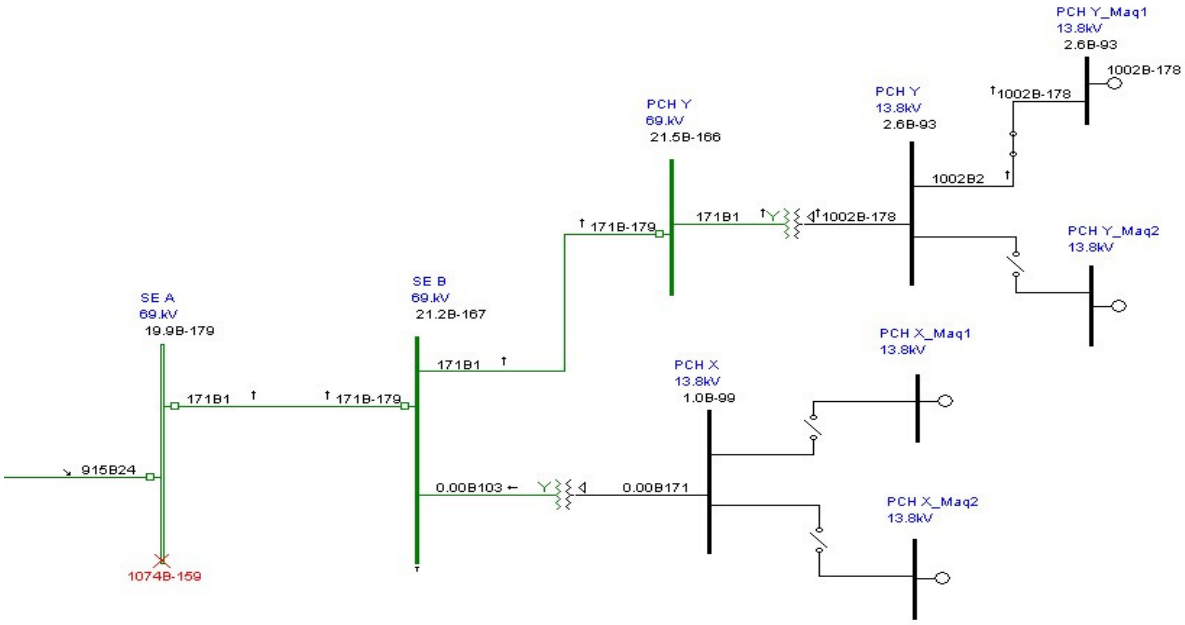


Figura 4.6 – Contribuição da menor geração para falta bifásica na barra da SE A

Na Figura 4.6 se observa que a contribuição da menor máquina do acessante para um curto-circuito na SE A corresponde a 171A, valor quase 50% inferior a máxima injeção de corrente dos acessantes X e Y no sistema.

Por outro lado, mesmo que a contribuição de apenas uma máquina para o curto fosse superior à soma da geração das duas máquinas, tal como acontece para configuração na qual somente a PCH X esta conectada à subestação B, ainda há outra questão a ser solucionada. Essa questão se refere à conciliação entre tempos adequados de atuação da proteção para as condições de maior curto/maior números de máquinas e menor curto/menor números de máquinas em operação. Isso porque o tempo de atuação da proteção 51 está vinculado à curvas inversas, ou seja, quanto maior a corrente menor o tempo. As curvas mais utilizadas são as normalizadas pela *International Electrotechnical Commission*, IEC, e definem o tempo de operação da função 51 em relação a corrente através da Equação (4.1):

$$t = T \times \left(\frac{\beta}{(I / Is)^{\alpha} - 1} \right) \tag{4.1}$$

Onde:

t: tempo de operação; I: corrente medida;

T: Dial; Is: corrente ajustada;

β: constante; α: constante.

A atribuição de valores diferentes para β e α da Equação (4.1), origina 3 tipos de curvas mostradas na Tabela 4.7: Normal Inversa, Muito Inversa e Extremamente Inversa.

Tabela 4.7 - Valores das constantes para cada tipo de curva IEC

Curva IEC	**Constante β**	**Constante α**
Normal Inversa / Standard Inverse (SI)	0,14	0,02
Muito Inversa / Very Inverse (VI)	13,5	1
Extremamente Inversa / Extremely Inverse (EI)	80	2

No caso exemplo 1, para topologia na qual somente a PCH X está conectada à subestação B, a variação do tempo de atuação da proteção 51 para condições de maior curto/maior número de máquinas e menor curto/uma máquina operando pode chegar a quatro vezes para curva normal inversa e cinco vezes na curva muito inversa. A Figura 4.7 mostra a diferença de tempos de atuação verificada com a utilização da curva muito inversa.

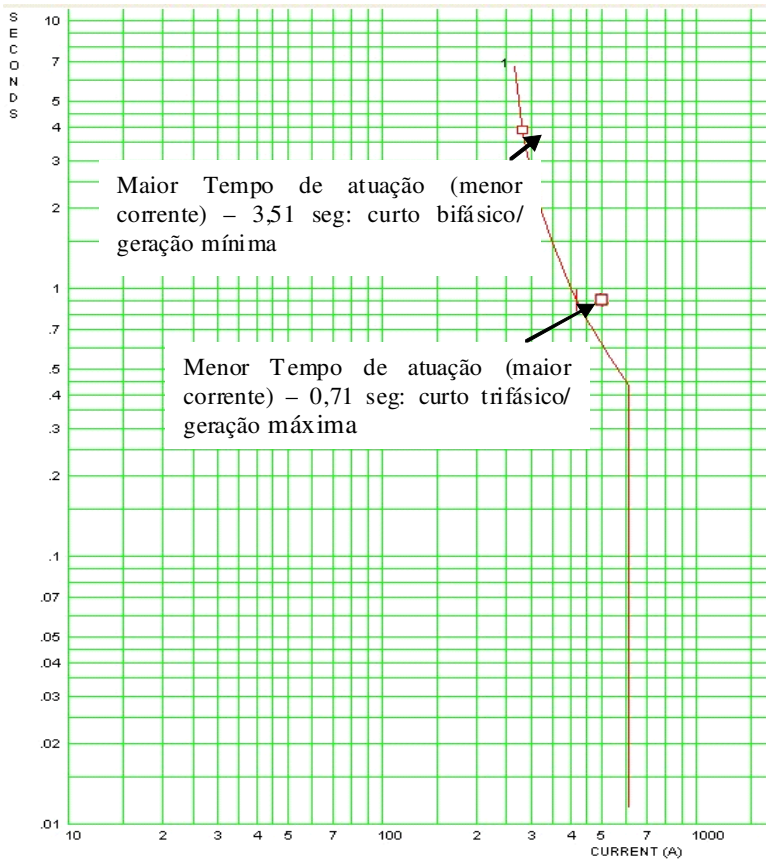


Figura 4.7 – Curva IEC VI relé 51 – Tempo de atuação da proteção para condições máxima e mínina de curto.

Um dos equacionamentos possíveis para essas questões passa pela priorização da situação mais danosa para o sistema em detrimento das demais, o que acaba por reduzir a confiabilidade da atuação dos esquemas de proteção. Outra solução mais efetiva refere-se à utilização de grupos de ajuste adequados a cada configuração.

Os relés digitais já contêm múltiplos grupos de ajustes que podem ser previamente configurados e alternados conforme necessidade operacional. A seleção do grupo ativo pode ser realizada de forma automática em função, por exemplo, do estado do disjuntor (aberto/fechado) ou ainda do número de máquinas e/ou transformadores em operação. Tais automatismos requerem atenção e cuidado na sua utilização para que alterações indesejadas não aconteçam. Contudo, situações nas quais o ponto de conexão do acessante está a quilômetros de sua planta de geração tornam mais complexas à disponibilização de informações sobre o estado dos equipamentos. Isso acaba por elevar o custo dessa solução, podendo até chegar a inviabilizar a conexão de pequenos acessantes.

A inclusão de proteções de sobrecorrente de fase na saída de cada unidade de geração é mais uma alternativa, já que a corrente injetada pela máquina em condição normal nunca será superior a sua contribuição para um curto-circuito. Essa afirmação é válida visto que, no caso de máquinas síncronas, a impedância transitória é inferior a impedância síncrona (regime permanente). Tal proteção deve ser ajustada com sensibilidade suficiente para atuar em caso de curtos-circuitos no sistema dentro de um tempo adequado. Essa possibilidade também irá requerer um sistema de comunicação efetivo e seguro para os casos do ponto de conexão ser distante das máquinas.

Muitas pesquisas têm sido realizadas no sentido de desenvolver métodos eficientes de adaptação dinâmica dos ajustes das proteções às condições do sistema. Esse conceito foi nomeado como Proteção Adaptativa, e pode ser mais bem definido como uma técnica que permite a modelagem da área de proteção mediante mudanças nas condições do sistema, visando manter o melhor desempenho da mesma [40]. Conforme descrito em [41], um esquema básico de proteção adaptativa possui a estrutura mostrada na Figura 4.8.

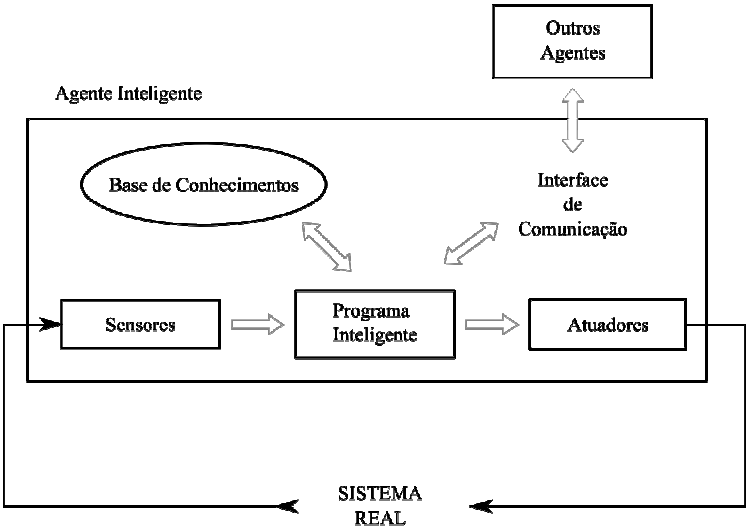


Figura 4.8 – Estrutura básica dos esquemas de proteção adaptativa. Fonte [40]

Alguns princípios são adotados para estabelecimento de esquemas de proteções adaptativos, sendo eles [42]:

- O sistema de proteção consiste de equipamentos distribuídos, combinados em uma vasta rede de comunicação;
- Todos os equipamentos têm funções de proteção, tais como detecção de falta, abertura, etc., e cooperam na adaptação das funções de proteção em função das mudanças dos sistemas de potência;
- O sistema de proteção tem habilidade de efetuar a coleta de dados de equipamentos com problemas, assegurando confiabilidade e menos redundância;
- O sistema de proteção se auto-organiza de acordo com as mudanças topológicas do sistema de potência ou problemas de comunicação.

Apesar dos benefícios apresentados pela proteção adaptativa, como correta atuação das proteções perante qualquer condição sistêmica e redução no tempo de eliminação de faltas, sua utilização ainda é restrita no cenário nacional, principalmente no que tange acessantes de geração. Isso acontece porque essa técnica requer redes de comunicação dedicadas, aonde a comunicação entre os agentes deve ser realizada com tempos da ordem de milissegundos, havendo, portanto baixa tolerância às falhas durante a transmissão de dados. As concessionárias têm dedicado esforços e investimentos no sentido de tornar esse tipo de rede uma realidade, mas essas ações ainda se concentram nos grandes centros urbanos, já beneficiados por um sistema suficientemente forte e com poucas chances de apresentar os problemas citados.

4.7.2 Definição de Ajustes Provisórios para Intervenções na Presença de GD

O sistema elétrico deve ser submetido frequentemente a manutenções para garantir o adequado funcionamento de seus componentes. Durante essas intervenções é comum que a indisponibilidade de um dado elemento faça com que proteções planejadas para retaguarda assumam o papel da proteção principal.

Em condição normal de operação, a atuação entre a proteção principal e a proteção de retaguarda ocorre de forma coordenada, ou seja, a proteção de retaguarda só atua se a proteção principal não o fizer, respeitando-se um intervalo de tempo. Em algumas configurações, a proteção adjacente à proteção principal pode não atuar como proteção de retaguarda devido a limitações técnicas, como no caso de uma barra com múltiplas saídas, aonde a corrente de curto vista pela retaguarda é inferior a corrente de carga.

Assim, durante intervenções que ocasionem a indisponibilidade da proteção principal, deve ser verificado se a retaguarda está ajustada de forma a ser sensibilizada com tempo adequado para qualquer curto-circuito dentro da área da proteção principal. Porém, a presença da GD é um complicador, já que a distribuidora não tem como impor ao acessante um estado de operação, não havendo garantias que as máquinas ou transformador de conexão da GD estarão em operação ou não durante um dado momento. Essa condição é passível de mudança mesmo durante a execução do serviço, sem que qualquer ação de controle caiba à distribuidora. Os casos exemplos 2 e 3 ilustrarão essa dificuldade.

- **Caso exemplo 2**

O caso exemplo 2 analisará a condição na qual é necessário retirar de operação temporariamente para manutenção o disjuntor geral de 13,8 kV da barra Z_13,8 kV. Nessa configuração, todos os curtos-circuitos na saída dos alimentadores de 13,8 kV devem ser eliminados pela proteção de sobrecorrente de fase que atua no disjuntor 69 kV, com tempo superior a 1,3 segundos a fim de que haja coordenação com os demais equipamentos de proteção dos alimentadores.

Nesse exemplo, as máquinas das PCHs foram equivalentadas, assim como o sistema elétrico conectado à barra X. Os dados das PCHs antes da efetuação do equivalente são mostrados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Dados elétricos dos geradores

	PCH A	**PCH B**	
Número de geradores	3	2	
Potencia de cada unidade geradora	7,41	11	MVA
Impedância subtransitória (X´´d)	0,18 (sat)	0,31 (sat)	pu
Impedância transitória (X´d)	0,3 (sat)	0,41 (sat)	pu
Impedância síncrona (Xd)	1,19 (sat)	1,1 (sat)	pu
Impedâncias de sequência negativa (X2)	0,19 (sat)	0,36 (sat)	pu
Impedâncias de sequência zero (X0)	0,075 (sat)	0,13 (sat)	pu

Os dados referentes a linhas de distribuição e transformadores de conexão do caso exemplo 2 se encontram na Tabela 4.9 e na Tabela 4.10.

Tabela 4.9 – Dados das linhas de interligação com a concessionária

	SE X - SE Y	**SE Y - PCH A**	**SE Y - PCH B**	**SE X - SE Y**	
Comprimento	40	0	13	12	km
Impedância de sequência positiva	27,5∠47°	Desprezível	7,1∠66,7°	8,2∠47°	ohms
Impedância de sequência zero	77,2∠64,5°	Desprezível	24,9∠75,7º	23,1∠64,5°	ohms

Tabela 4.10 – Dados dos transformadores

	PCH A	**PCH B**	**13,8 kV**	
Potencia nominal de cada transformador	26,88	16,88	5	MVA
Impedância percentual do transformador	10,5	10,5	6,82	%
Base de potência a qual a impedância se refere.	21,5	13,5	5	MVA
Tensão do enrolamento de alta	69	69	69	kV
Ligação dos enrolamentos de alta	Estrela	Estrela	Delta	
Tensão do enrolamento de baixa	6,9	13,8	13,8	kV
Ligação dos enrolamentos de baixa	Delta	Delta	Estrela	

A Figura 4.9 ilustra o sistema em análise no caso exemplo 2.

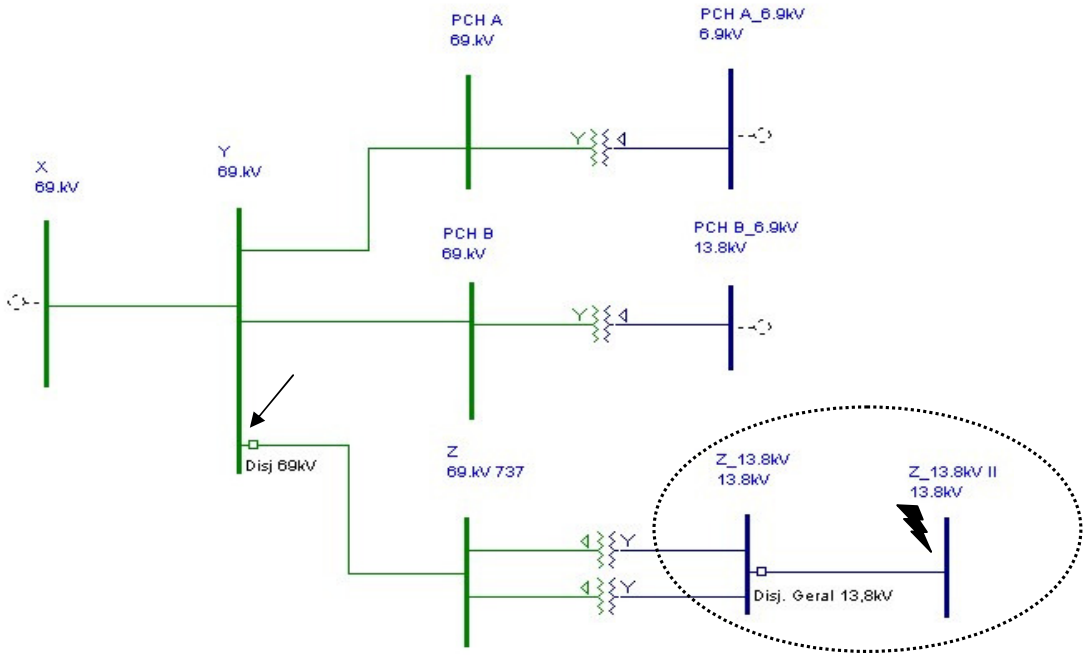


Figura 4.9 – Caso Exemplo 2: Ajuste da proteção de retaguarda durante indisponibilidade do disjuntor de 13,8 kV

Devido à ligação Delta (AT) – Estrela aterrada (MT), não haverá contribuição do terminal aonde se encontra o disjuntor 69 kV com corrente de sequência zero no caso de faltas com envolvimento de terra no 13,8 kV. Portanto a proteção de sobrecorrente de neutro (51N) alocada no terminal Y não será sensibilizada. Nessa circunstância a proteção de sobrecorrente de fase (51) é a responsável pela identificação do problema, já que curtos-circuitos monofásicos no lado Estrela aterrado são refletidos na AT como curtos bifásicos.

A definição da corrente de pick-up da proteção 51 que atua no disjuntor 69 kV da barra Y deverá levar em conta a menor contribuição das fases para faltas no 13,8 kV. No entanto, a operação ou não da GD no sistema influência consideravelmente essa contribuição. A partir de simulações de curto-circuito, obtém-se a Tabela 4.11 que ilustra os níveis de contribuição do terminal de 69 kV para curtos fase à terra no 13,8 kV.

Tabela 4.11 – Níveis de contribuição do terminal de 69 kV para curtos fase à terra no 13,8 kV

	Todas PCHs em operação	**Somente PCH A em operação**	**Somente PCH B em operação**	**Nenhuma PCH operando**
Corrente fase A no terminal 69 kV (pu)	0,49∠-98°	0,46∠-92°	0,45∠-87°	0.44∠-74°
Corrente fase C no terminal 69 kV (pu)	0,49∠82°	0,46∠88°	0,45∠93°	0,44∠106°

Comparando vetorialmente às situações de todas PCHs em operação e nenhuma PCH em operação é observada que a variação de corrente pode chegar a 20%. Essa diferença pode impor ao sistema maiores restrições de carga de forma a possibilitar a sensibilização do relé 51 alocado no disjuntor de 69 kV para todas as faltas no 13,8 kV. Outra questão que merece atenção diz respeito ao tempo de operação da proteção. O relé 51 deve ser ajustado com o maior valor de corrente a que ele for exposto durante o curto para evitar descoordenações com as proteções dos alimentadores.

No caso em questão, a maior corrente (fase A - 0,73∠-66°pu) é verificada para curtos trifásicos considerando todas as GD em operação. Novamente fazendo uma comparação vetorial entre esse valor com o encontrado para situação de menor curto, que corresponde à falta fase terra sem nenhuma GD em operação mostrada na Tabela 4.11, observa-se uma diferença de 30% no valor de corrente que deve sensibilizar a proteção. Essa diferença reflete em tempos de atuação que vão desde 1,3 até 3,2 segundos, o que pode expor os equipamentos do sistema a um estresse desnecessário.

- **Caso exemplo 3**

Já o caso exemplo 3 trata de uma configuração cuja referência de terra é dada por um transformador de aterramento. Isso acontece porque a ligação do transformador de conexão à fonte é Delta para o sistema em questão. Durante indisponibilidade do transformador de aterramento não haverá circulação de corrente de sequência zero durante faltas para a terra, sendo necessária a utilização de relés baseados em tensão.

Os dados do sistema em análise são mostrados na Tabela 4.12, 4.13 e 4.14.

Tabela 4.12 – Dados elétricos dos geradores

	GD A	
Número de geradores	2	
Potencia de cada unidade geradora	11	MVA
Impedância subtransitória (X´´d)	0,31 (sat)	pu
Impedância transitória (X´d)	0,41 (sat)	pu
Impedância síncrona (Xd)	1,1 (sat)	pu
Impedâncias de sequência negativa (X2)	0,36 (sat)	pu
Impedâncias de sequência zero (X0)	0,13 (sat)	pu
Impedância de aterramento do gerador	2390,4	ohms

Tabela 4.13 – Dados das linhas de interligação com a concessionária

	SE X – GD A	**SE X - SE Y**	
Comprimento	32	58	km
Impedância de sequência positiva	17,2∠70°	40,3∠47,1°	ohms
Impedância de sequência zero	53,2∠74,5°	114,4∠63,2º	ohms

Tabela 4.14 – Dados dos transformadores

	GD A	**T2**	
Potencia nominal de cada transformador	33	25	MVA
Impedância percentual do transformador	10,2	12,2	pu
Base de potência a qual a impedância se refere.	11	25	MVA
Tensão do enrolamento de alta	69	13,8	kV
Ligação do enrolamento conectado à fonte	Estrela	Estrela	
Tensão do enrolamento conectado à carga	13,8	69	kV
Ligação dos enrolamentos de baixa	Delta	Delta	

A Figura 4.10 ilustra o sistema em análise no caso exemplo 3.

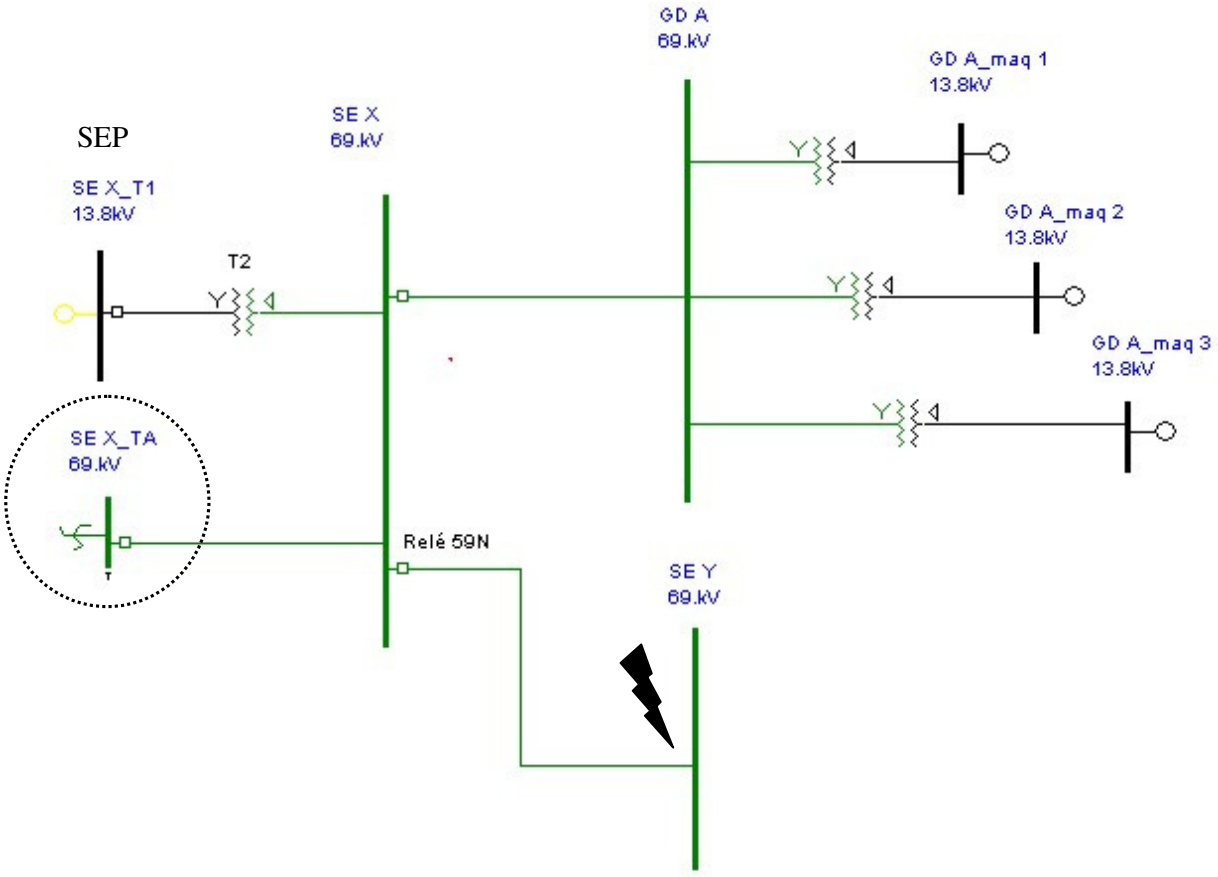


Figura 4.10 – Caso Exemplo 3: Ajuste da proteção 59N durante indisponibilidade do transformador de aterramento.

Para eliminação de faltas monofásicas durante indisponibilidade do transformador de aterramento são utilizados TPs trifásicos conectados em Estrela /Delta aberto, tal como mostrado na Figura 4.11.

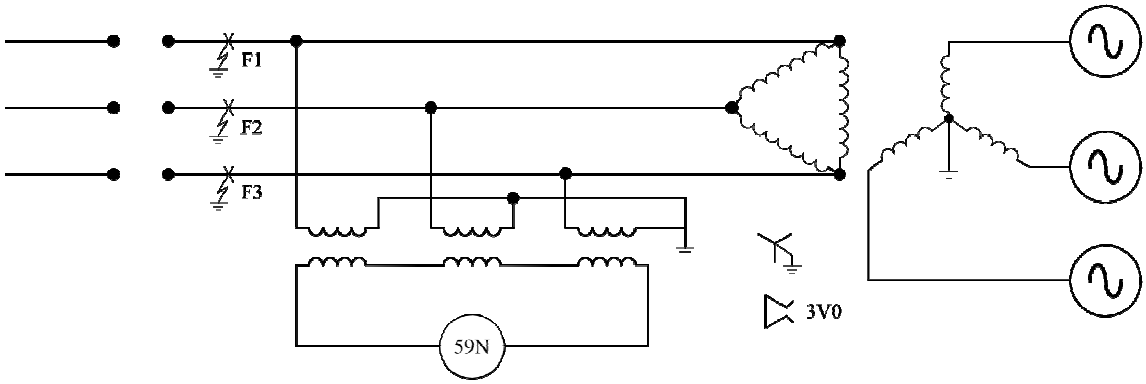


Figura 4.11 - Detecção de Faltas Trifásicas à Terra com TP Conectado em Delta Aberto – Fonte: [27]

Durante uma falta à terra sólida na barra de 69 kV da SE Y, é esperado o surgimento de uma tensão de 3 pu da tensão de sequência-zero na conexão Delta aberto, conforme mostra a Equação (4.2):

$$3V_0 = V_A + V_B + V_C = 0 + 1{,}73\angle -150° + 1{,}73\angle 150° = 3{,}0\angle 180° \qquad (4.2)$$

No entanto, o aterramento proporcionado pela Estrela do transformador de conexão do acessante reduz a sobretensão. No caso em análise, ao invés de 3 pu o relé 59N será exposto a 0,69 pu de tensão, o que representa apenas 23% do valor esperado. Ainda sim foi possível definir um valor de *pick up* para a proteção, já que em condição normal não há desequilíbrios no sistema e, portanto não há tensão de sequência zero.

A relevância dessa questão encontra-se na constatação de que um número maior de transformadores de conexão que aterrem, mesmo que parcialmente, o sistema pode inviabilizar a execução de manutenções em transformadores de aterramento que são a referência de terra de sistemas isolados sem que haja a desconexão do acessante.

4.7.3 Responsabilidade por alterações e manutenção nos esquemas de proteção da Geração Distribuída

Após o comissionamento e entrada em operação da unidade de GD, alguns pontos ainda provocam preocupação para as distribuidoras no que tange a proteção. Por exemplo, a possibilidade de alterações dos ajustes aprovados e verificados sem prévia autorização da distribuidora gera desconforto e insegurança para operação do sistema, principalmente nos casos em que o ponto de conexão é fora da subestação da concessionária. Para amenizar esse problema faz-se necessário o estabelecimento de barreiras físicas e legais que impeçam alterações e/ou atribuam responsabilidade jurídica por qualquer mudança não autorizada.

Nesse sentido, algumas concessionárias têm inserido no acordo operativo celebrado com o acessante cláusulas referentes aos valores dos ajustes aprovados. Outra solução que vem sendo estudada é a criação de uma ‘caixa’ selada pela distribuidora, capaz de abrigar adequadamente os dispositivos de proteção, a fim de garantir sua inviolabilidade.

A forma mais garantida de assegurar a manutenção dos ajustes de proteção seja a realização de fiscalizações periódicas pela concessionária. Essas fiscalizações podem ser

feitas através de inspeções *in loco* ou remotamente, através da utilização de um sistema de telecomunicações interligado aos relés digitais.

Para os casos nos quais são requeridos reajustes das proteções dos acessantes em função de alterações no sistema, tais como instalação de novos equipamentos, caberá ao acessante providenciar as atualizações necessárias, submetendo as alterações propostas à aprovação da concessionária. É importante que o acessante seja esclarecido sobre esse aspecto a fim de prever recursos para essa finalidade, tendo em vista o caráter expansivo e mutável do sistema elétrico de potência.

A manutenção e a integridade dos equipamentos de proteção é outro item que causa inquietação. Dentre os equipamentos que mais estão sujeitos a problemas e cuja falha é danosa ao sistema se destaca disjuntores e banco de baterias que alimentam todo o circuito de corrente contínua do acessante, dentre eles os relés. Para ambos, é importante o contínuo monitoramento da capacidade de interrupção dos disjuntores e do banco de baterias. Por isso, algumas concessionárias exigem redundância para esses elementos, ou para as peças que os compõem, como no caso da bobina de abertura do disjuntor. No entanto, tal como mencionado anteriormente, somente através do monitoramento em tempo real e/ou fiscalização das distribuidoras haverá garantias de funcionalidade.

Para todos os casos citados, é necessário avaliar se o custo imposto para assegurar a confiabilidade do sistema de proteção do acessante é compatível com a exposição a que os mesmo submetem o sistema. Isso porque, na maioria dos casos, o grande interessado em manter a integridade dos equipamentos de geração é o acessante em função dos prejuízos a que ele pode ser submetido. Portanto, dependendo do caso, não seria insensato delegar a ele a total responsabilidade sobre essas questões, tomando como premissa que haverá o adequado funcionamento desses equipamentos.

4.7.4 Impacto da GD para a Proteção de Distância

Em sistemas com configurações mais complexas, tal como circuitos em anel, normalmente são utilizadas proteções de distância. Esse tipo de proteção possibilita uma melhor coordenação já que seu princípio de operação se vincula à identificação da localização do ponto de defeito, dependendo apenas da verificação de valores mínimos de impedância da fonte e conseqüentemente de corrente de curto. Dado que a impedância da linha de transmissão é proporcional ao seu comprimento, a proteção de distância será capaz de inferir

o comprimento da linha de transmissão através da medição da impedância da linha desde o relé até um ponto predeterminado, denominado ponto de alcance. Em outras palavras, o alcance de um relé refere-se à parte protegida por ele caso uma falta ocorra. A Figura 4.12 ilustra esse principio de funcionamento.

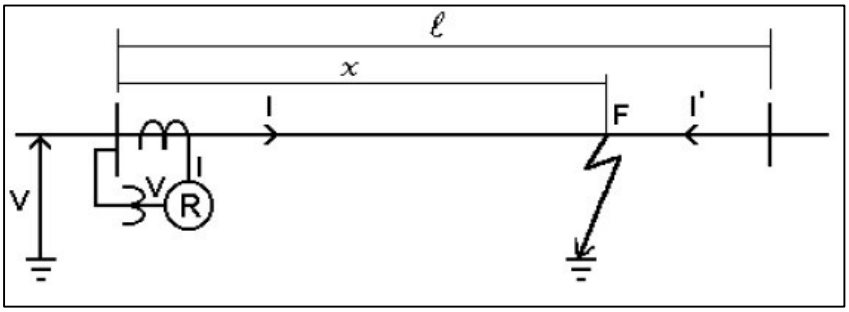


Figura 4.12 – Principio de Funcionamento da Proteção de Distância

A impedância aparente calculada é comparada com a impedância do ponto de alcance parametrizado no relé. Se o valor da impedância é menor que o ponto de alcance, considera-se que existe uma falta que requer a atuação dessa proteção. A seleção cuidadosa dos ajustes de alcance e de tempo de atuação para várias zonas de atuação permite a coordenação correta entre os relés de distância em um sistema de potência.

Na Figura 4.13 são mostrados ajustes típicos de alcance e tempos de atuação para uma proteção de distância de três zonas. Relés digitais de distância têm três ou mais zonas de proteção, sendo que algumas zonas podem ser configuradas para atuar como proteção reversa. [43]

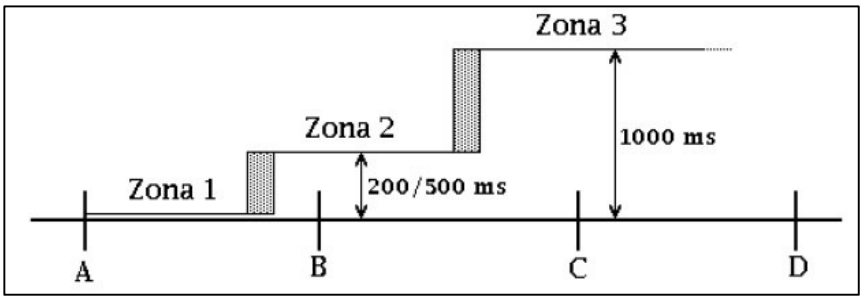


Figura 4.13 - Características típicas de tempo/distância. Fonte[43]

A criação de multiterminais em linhas de transmissão ou alimentadores para conexão de acessantes de geração afeta o alcance dos relés de distância. Isso porque, conforme já citado, a impedância vista por uma proteção de distância nem sempre é a impedância real da

linha até o ponto de falta. Como a definição do ponto de falta tem por base os valores medidos de tensão e corrente, a inclusão de uma nova fonte de contribuição caracteriza uma situação conhecida como *infeed,* que pode resultar em subalcance dos relés de distância.

Os casos de sobrealcance da proteção de distância, também denominados como *outfeed* ou *infeed negativo* acontecem quando a impedância medida pelo relé é menor que a impedância real até o ponto de falta. Isto pode acarretar perda de coordenação com os relés do terminal remoto que protegem as linhas que saem deste terminal.

Um relé de distância apresenta subalcance quando a impedância identificada pelo relé é maior que a impedância até a falta, ou seja, o efeito de subalcançar é o mesmo que dizer que o relé "enxerga" a falta mais distante do que ela realmente é. Assim, uma falta dentro da primeira zona, pode ser vista pelo relé como estando na segunda zona, o que levaria a temporização de sua atuação. A porcentagem de subalcance é definida como pela Equação (4.3).

$$\frac{Z_R - Z_F}{Z_R} \times 100\% \qquad (4.3)$$

Onde: Z_R = alcance pretendido do relé (ajuste de alcance do relé) e Z_F = alcance efetivo.

A demonstração matemática do fenômeno de subalcance para relés de distância é mostrada a partir da configuração da Figura 4.14.

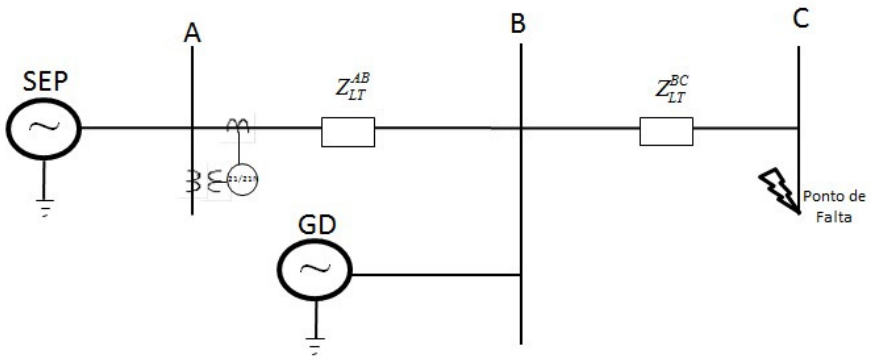


Figura 4.14 – Sistema com três barras protegido por relés de distância de fase e de neutro

Para a primeira análise, a falta no ponto C será uma falta trifásica, cujo diagrama de sequência positiva é mostrado na Figura 4.15. Os relés alocados no terminal A são sensíveis à tensão de barra A e à corrente I_{a1}^{LT1}.

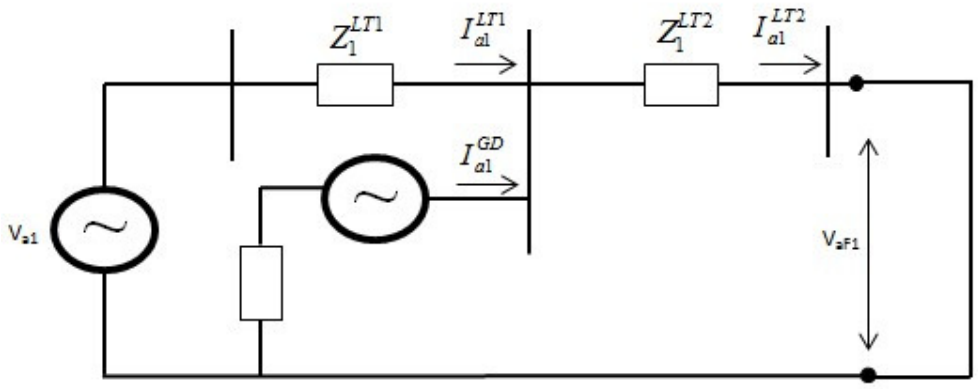


Figura 4.15 – Diagrama de sequência positiva para sistema com três terminais submetido a falta trifásica

No entanto, a impedância vista pela proteção não corresponderá à impedância da linha AC (tanto para os relés de fase como para os relés de terra), em função da presença de I_{a1}^{GD}, que faz com que a corrente total de falta seja:

$$I_{cc_total} = I^{LT1} + I^{GD} \tag{4.4}$$

A tensão medida pelo relé alocado no terminal A é dada por:

$$V_{a1} = I_{a1}^{LT1} Z_1^{LT1} + I_{a1}^{LT2} Z_1^{LT2} \tag{4.5}$$

Onde: $I_{a1}^{LT2} = I_{a1}^{LT1} + I_{a1}^{GD}$; $V_{a1} = V_a$; $I_{a1} = I_a$ e $I_{a1}^{GD} = I^{GD}$, que substituindo na Equação (4.4) resulta em:

$$V_a = I_a^{LT1} Z_1^{LT1} + I_a^{LT1} Z_1^{LT2} + I^{GD} Z_1^{LT2} \tag{4.6}$$

$$V_a = Z_1^{LT1} I_a^{LT1} + Z_1^{LT2} (I_a^{LT1} + I^{GD}) \tag{4.7}$$

Considerando a proteção de distância de fase alocada no terminal A, a impedância aparente vista pelo relé ($Z_{relé}$) é dada por:

$$Z_{relé} = \frac{V_a}{I_a^{LT1}} \tag{4.8}$$

Substituindo a Equação (4.7) na Equação (4.8) tem-se que :

$$Z_{relé} = Z_1^{LT1} + Z_1^{LT2} \left(1 + \frac{I^{GD}}{I_a^{LT1}} \right) \tag{4.9}$$

A representação da influência da GD na impedância medida pelo relé de distância será dada por:

$$\vec{N} = 1 + \frac{I^{GD}}{I_a^{LT1}} \tag{4.10}$$

Portanto, a impedância aparente vista pelo relé na ausência da GD será menor do que com a GD, o que consiste numa situação de subalcance do relé nos casos sem o acessante.

Por exemplo, nos casos de ajuste da segunda zona com 120% da impedância da linha protegida, o efeito do subalcance pode fazer com que uma falta que se encontra dentro dessa abrangência não seja eliminada no tempo requerido, levando à atuação de outras zonas ou funções do relé. Essa situação prejudica a identificação do ponto de defeito e aumenta o tempo de restabelecimento do sistema. Esquemas de teleproteção também são afetados por esse efeito. Conforme pode ser visto na Equação (4.9), quanto maior a contribuição da GD maior o comprometimento ao adequado funcionamento da proteção 21.

Para os relés de distância de neutro, a avaliação da impedância medida pelo relé torna-se mais complexa em função da presença do fator de compensação de terra, conhecido como fator K_0. A análise da impedância de neutro medida em linhas de transmissão nas quais foi inserida unidade de GD também levará em consideração a Figura 4.14, mas dessa vez o terminal C será submetido a uma falta monofásica, cujo diagrama sequência é mostrado na Figura 4.16.

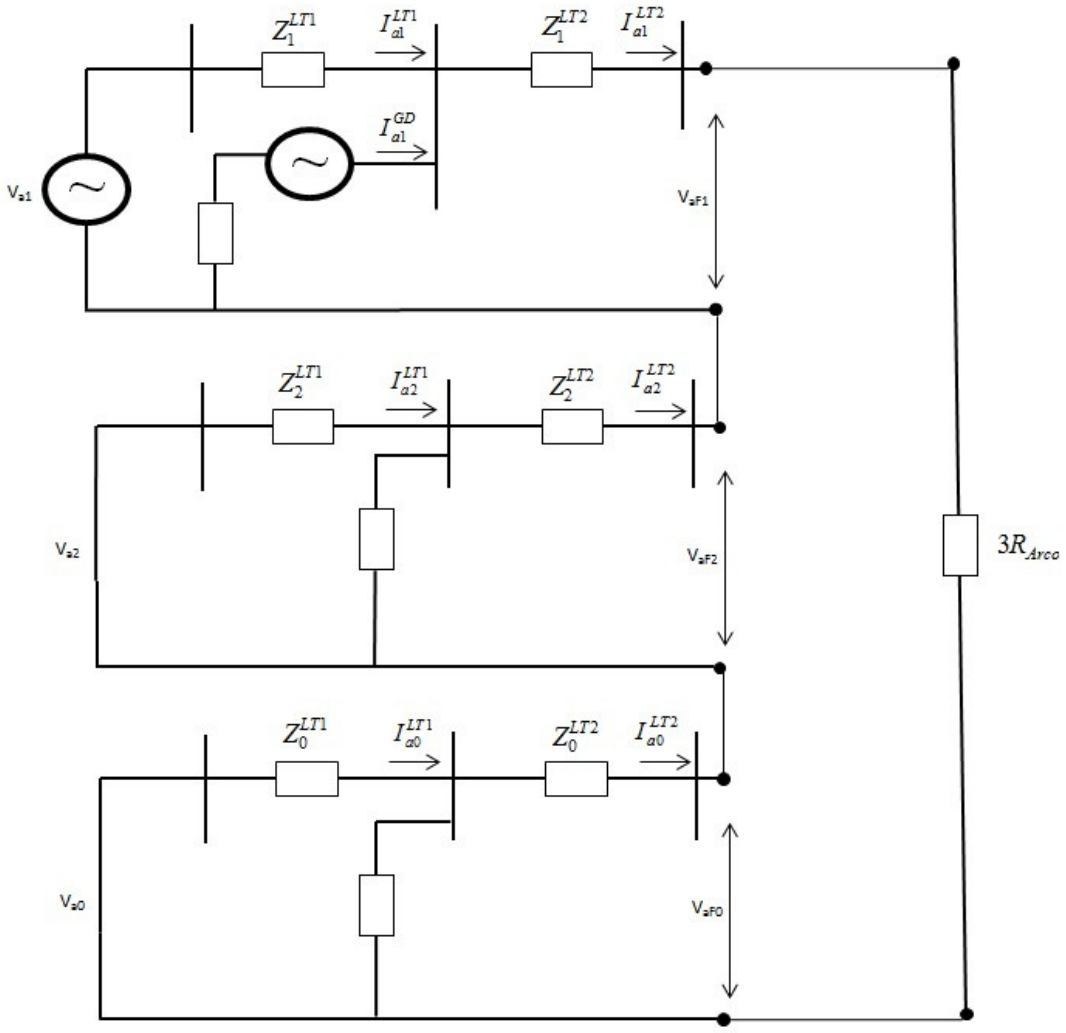


Figura 4.16 – Diagramas de sequência para sistema com três terminais submetido à falta monofásica

Sendo:

$$V_{aF1} + V_{aF2} + V_{aF0} - 3R_{ARCO} \times I_{a0} = 0 \qquad (4.11)$$

Onde:

$$R_{Falta} = R_{arco}$$
$$V_{aF1} = V_{a1} - I_{a1}^{LT1} \times Z_1^{LT1} - I_{a1}^{LT2} \times Z_1^{LT2}$$
$$V_{aF2} = V_{a2} - I_{a2}^{LT1} \times Z_2^{LT1} - I_{a2}^{LT2} \times Z_2^{LT2}$$
$$V_{aF0} = V_{a0} - I_{a0}^{LT1} \times Z_0^{LT1} - I_{a0}^{LT2} \times Z_0^{LT2}$$

Considerando que $Z_{1=}\ Z_2$ e $I_{a1=}\ I_{a2}$ tem-se que:

$$(V_{a1}+V_{a2}+V_{a0})-2I_{a1}^{LT1}\times Z_1^{LT1}-2I_{a1}^{LT2}\times Z_1^{LT2}-I_{a0}^{LT1}\times Z_0^{LT1} \\ -I_{a0}^{LT2}\times Z_0^{LT2}-3R_{ARCO}\times I_{a0}=0 \tag{4.12}$$

Por um artifício matemático serão acrescentados os termos mostrados abaixo:

$$Z_1^{LT1}I_{a0}^{LT1}-Z_1^{LT1}I_{a0}^{LT1} \tag{4.13}$$

$$Z_1^{LT2}I_{a0}^{LT2}-Z_1^{LT2}I_{a0}^{LT2} \tag{4.14}$$

Assim:

$$\vec{V}_A-Z_1^{LT1}(2I_{a1}^{LT1}+I_{a0}^{LT1})+Z_1^{LT1}I_{a0}^{LT1}-Z_1^{LT2}(2I_{a1}^{LT2}+I_{a0}^{LT2}) \\ +Z_1^{LT2}I_{a0}^{LT2}-Z_0^{LT1}I_{a0}^{LT1}-Z_0^{LT2}I_{a0}^{LT2}-3R_{ARCO}\times I_{a0}=0$$

$$\vec{V}_A=Z_1^{LT1}I_A^{LT1}-Z_1^{LT1}I_{a0}^{LT1}+Z_1^{LT2}I_A^{LT1}-Z_1^{LT2}I_{a0}^{LT2}- \\ Z_0^{LT1}I_{a0}^{LT1}-Z_0^{LT2}I_{a0}^{LT2}+3R_{ARCO}\times I_{a0}$$

$$\vec{V}_A=Z_1^{LT1}I_A^{LT1}+I_{a0}^{LT1}(Z_0^{LT1}-Z_1^{LT1})+I_A^{LT2}Z_1^{LT2}+ \\ I_{a0}^{LT2}(Z_0^{LT2}-Z_1^{LT2})+3R_{ARCO}\times I_{a0} \tag{4.15}$$

Também por um artifício matemático, serão acrescentados os seguintes termos :

$$\frac{3Z_1^{LT1}}{3Z_1^{LT1}} \qquad \frac{3Z_1^{LT2}}{3Z_1^{LT2}} \qquad 3I_{a0}=I_F$$

Resultando em:

$$\vec{V}_A=Z_1^{LT1}\left[I_A^{LT1}+3I_{a0}^{LT1}\left(\frac{Z_0^{LT1}-Z_1^{LT1}}{3Z_1^{LT1}}\right)\right]+ \\ Z_1^{LT2}\left[I_A^{LT2}+3I_{a0}^{LT2}\left(\frac{Z_0^{LT2}-Z_1^{LT2}}{3Z_1^{LT2}}\right)\right]+R_{ARCO}\times I_F \tag{4.16}$$

Considerando ainda:

$$\vec{K}_o^{LT1}=\left(\frac{Z_0^{LT1}-Z_1^{LT1}}{3Z_1^{LT1}}\right) \qquad \vec{K}_o^{LT2}=\left(\frac{Z_0^{LT2}-Z_1^{LT2}}{3Z_1^{LT2}}\right)$$

Que substituídos na Equação (4.16) origina:

$$\vec{V}_A=Z_1^{LT1}\left[I_A^{LT1}+3I_{a0}^{LT1}\vec{K}_o^{LT1}\right]+Z_1^{LT2}\left[I_A^{LT2}+3I_{a0}^{LT2}\vec{K}_o^{LT2}\right]+R_{ARCO}\times I_F \tag{4.17}$$

Sendo a impedância medida pelo relé de distância de neutro dada por:

$$\vec{Z}_{medido}^{relé} = \frac{\vec{V}_A}{I_A^{LT1} + 3K_0^{LT1} I_{ao}^{LT1}} \tag{4.18}$$

A substituição da Equação (4.17) na Equação (4.18) na resulta em:

$$\vec{Z}_{medido}^{relé} = \frac{Z_1^{LT1}\left[I_A^{LT1} + 3I_{a0}^{LT1}\vec{K}_o^{LT1}\right] + Z_1^{LT2}\left[I_A^{LT2} + 3I_{a0}^{LT2}\vec{K}_o^{LT2}\right] + R_{ARCO} \times I_F}{I_A^{LT1} + 3K_0^{LT1} I_{ao}^{LT1}} \tag{4.19}$$

A representação da influência da GD na impedância medida pelo relé de distância de neutro é obtida através da Equação (4.20):

(4.20)

$$\vec{N} = \frac{I_{a0}^{LT2} + 3K_0^{LT2} I_{ao}^{LT2}}{I_{a0}^{LT1} + 3K_0^{LT1} I_{ao}^{LT1}}$$

$$\vec{Z}_{medido}^{relé} = \frac{Z_1^{LT1}\left[I_A^{LT1} + 3I_{a0}^{LT1}\vec{K}_o^{LT1}\right] + \vec{N} \times Z_1^{LT2}\left[I_{a0}^{LT1} + 3I_{a0}^{LT1}\vec{K}_o^{LT1}\right] + R_{ARCO} \times I_F}{I_A^{LT1} + 3K_0^{LT1} I_{ao}^{LT1}}$$

$$\vec{Z}_{medido}^{relé} = Z_1^{LT1} + \vec{N} \times Z_1^{LT2} + \frac{R_{ARCO} \times I_F}{I_A^{LT1} + 3K_0^{LT1} I_{ao}^{LT1}} \tag{4.21}$$

Para uma falta metálica a parcela referente à resistência de arco, também conhecida como resistência de falta, deve ser desconsiderada, restando:

$$\vec{Z}_{medido}^{relé} = Z_1^{LT1} + \vec{N} \times Z_1^{LT2} \tag{4.22}$$

Tal como verificado para o relé de distância de fase, a impedância aparente vista pelo relé será maior na presença da GD, o que consiste numa situação de subalcance do relé. Conforme também pode ser visto na Equação (4.22), quanto maior a contribuição da GD maior o comprometimento ao adequado funcionamento da proteção de distância.

- **Caso exemplo 4**

O caso exemplo 4 ilustra a influência da conexão de GD no alcance das proteções de distância. Os dados do sistema são mostrados nas Tabelas 4.15, 4.16 e 4.17.

Tabela 4.15 – Dados elétricos dos geradores

	GD A	
Número de geradores	2	
Potência de cada unidade geradora	11,2	MVA
Impedância subtransitória (X´´d)	0,26 (sat)	pu
Impedância transitória (X´d)	0,37 (sat)	pu
Impedância síncrona (Xd)	1,14 (sat)	pu
Impedâncias de sequência negativa (X2)	0,26 (sat)	pu
Impedâncias de sequência zero (X0)	0,12 (sat)	pu

Tabela 4.16 – Dados das linhas de interligação com a concessionária

	SE A – SEÇÃO C	**SEÇÃO C - SE D**	**SEÇÃO C – PCH X**	
Comprimento	35,5	92,2	9	km
Impedância de sequência positiva	21,1<60°	52,2<65,5°	5,3<62,8°	ohms
Impedância de sequência zero	63,9<67°	168,1<72,2°	17,4<74,2º	ohms

Tabela 4.17 – Dados do transformador

	GD A	
Potência nominal de cada transformador	25	MVA
Impedância percentual do transformador	0,1	pu
Base de potência a qual a impedância se refere.	25	MVA
Tensão do enrolamento de alta	138	kV
Ligação do enrolamento conectado à fonte	Estrela	
Tensão do enrolamento conectado à carga	6,8	kV
Ligação dos enrolamentos de baixa	Delta	

A Figura 4.17 ilustra o sistema em análise no caso exemplo 4.

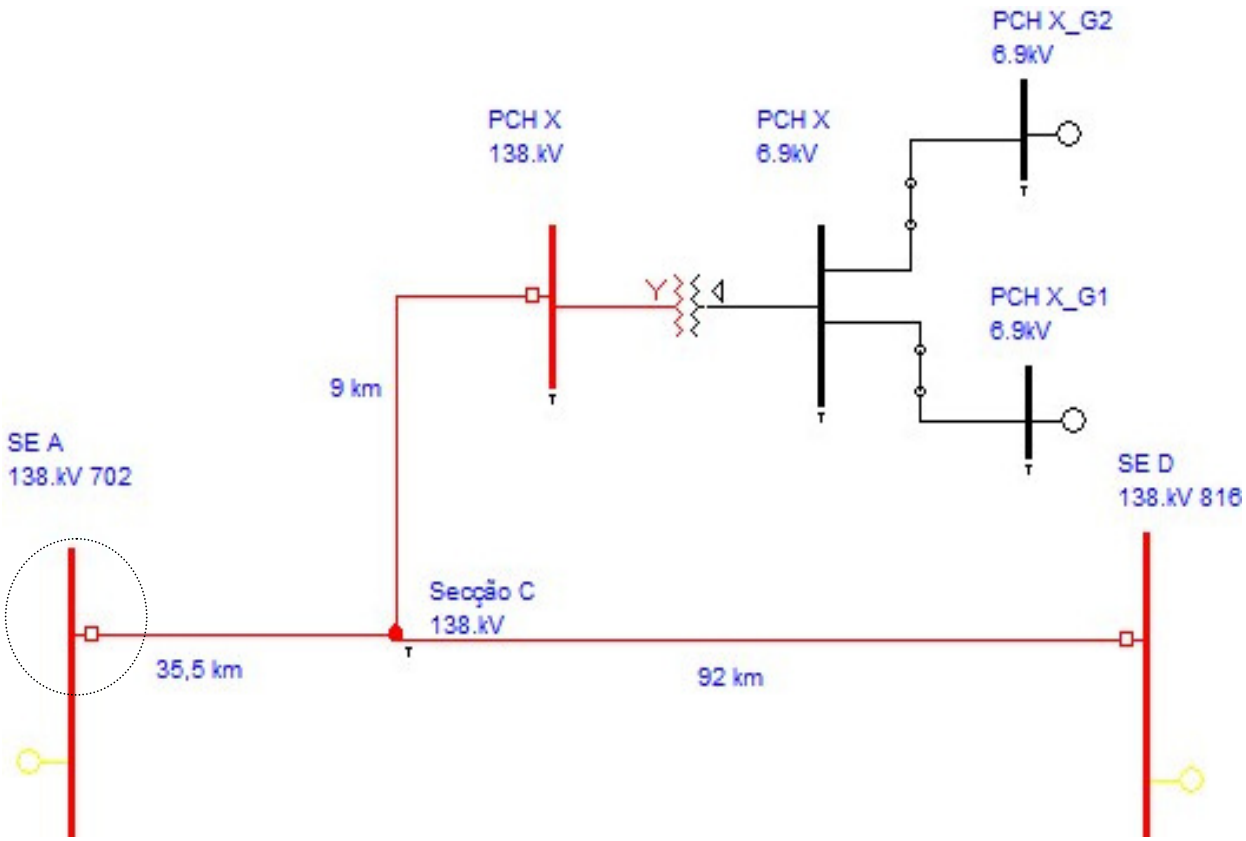


Figura 4.17 - Caso Exemplo 4: Impacto da GD para proteção de Distância – subalcance

Para o caso em questão serão analisados os efeitos do subalcance para zona 1 de um relé de distância alocado na SE A, ajustado com 90% da impedância da LT protegida. Sem considerar a presença da GD X, o ajuste de zona 1 será calculado conforme Equação (4.23) com atuação instantânea no caso de sensibilização:

$$Z_1 = 0{,}9 \times (Z_{LT1_\text{SE A - SEÇÃOC}} + Z_{LT1_\text{SEÇÃOC-SE D}}) \tag{4.23}$$

$$Z_2 = 0{,}9 \times (21{,}1\angle 60° + 52{,}2\angle 65{,}5°) = 65{,}9\angle 63{,}9° \, \Omega_{prim}$$

Simulando uma falta trifásica no ponto correspondente a 90% da LT SE A – SE D 138 kV sem GD, cujo módulo da corrente de curto-circuito corresponde a 2043A, teremos os seguintes valores, mostrados na Figura 4.18 e na Tabela 4.18:

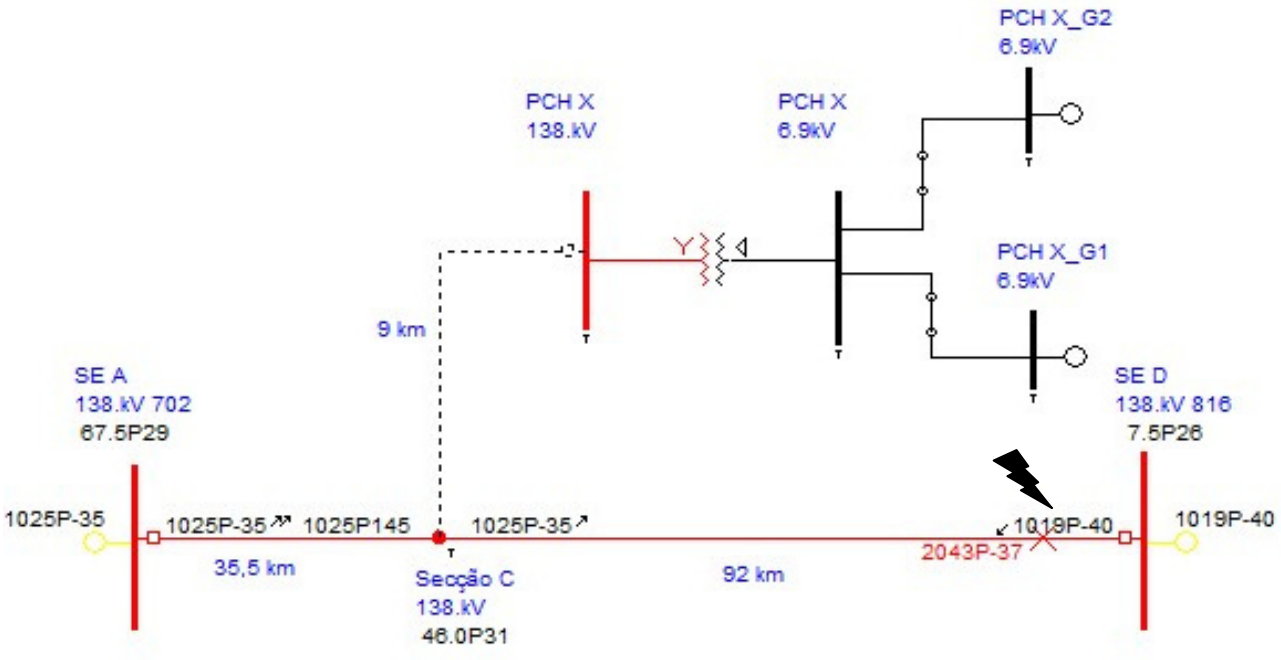


Figura 4.18 – Caso Exemplo 4: Simulação de falta trifásica a 90% da SE A sem GD

Tabela 4.18 – Resultado simulação de curto-trifásico a 90% da SE A sem GD

	TERMINAL A	**TERMINAL D**	**PCH X**
Tensão	0,85 pu	0,09 pu	-
Contribuição de corrente	1025 A	1019 A	-
Percentual de contribuição em função da corrente total	50,2%	49,8%	-

Com a conexão da GD, não haverá atuação da proteção de distância em zona 1 para faltas alocadas no ponto correspondente a 90% da LT SE A – SE D 138 kV. Na atual configuração a zona 1 passa a compreender 84% da LT a ser protegida, o que representa uma redução de 6% no alcance da proteção.

Simulando a mesma falta trifásica citada anteriormente, no ponto correspondente a 90% da LT SE A – SE D 138 kV com a presença da GD, o novo módulo da corrente de curto-circuito corresponderá a 2085 A, o que representa um incremento de 2%. Para essa atual configuração, teremos os seguintes valores, mostrados na Figura 4.18 e na Tabela 4.19:

Tabela 4.19 – Resultado simulação de curto-trifásico a 90% da SE A sem GD

	TERMINAL A	**TERMINAL D**	**PCH X**
Tensão	0,86 pu	0,09 pu	0,61 pu
Contribuição de corrente	970 A	1019	105 A
Percentual de contribuição em função da corrente total	46,5%	48,5%	5,3%
Variação em relação à configuração na qual a GD esta presente	-5,3%	0%	-

Através dos resultados obtidos, conclui-se que um incremento de apenas 2% na corrente de curto, com redução de 5% da contribuição do terminal A em comparação a configurações com e sem a GD representou uma redução no alcance de zona 1 de 6%.

Para compensar essa redução, será aplicado um fator K à impedância de zona 1 de forma a considerar a contribuição da GD para a corrente de falta. Essa contribuição é estabelecida através da:

$$K = \frac{I_1 + I_2 + I_n}{I_1} \tag{4.24}$$

Onde:

- I_1: contribuição do terminal no qual o relé está alocado para falta;
- I_2: contribuição da GD para falta;
- I_n: contribuição da enésima GD ou LT em paralelo para falta;

Para o caso em questão: $I_1 = 970A$ $I_2 = 105A$

$$K = \frac{970 + 105}{970} = 1{,}11$$

Aplicando o fator K a Equação (4.24), tem-se:

$$Z_{1_GD} = [0{,}9 \times (Z_{LT1_\text{SE A - SEÇÃO C}} + Z_{LT1_\text{SEÇÃO C-SE D}})] \times k = 73{,}1\angle 63{,}9^{\circ}\,\Omega_{prim} \tag{4.25}$$

O ajuste da zona 1 com o valor de impedância estabelecido através da Equação (4.25), fará com que estando a GD em operação, faltas na LT SE A – SE D 138 kV a 90% da SE A sejam eliminadas em zona 1. No entanto, durante indisponibilidade da GD, o alcance da zona 1 passa a ser 99% da LT SE A – SE D 138 kV. Considerando os erros de medição intrínsecos

aos TPs e TCs, faltas nas saídas da SE D podem levar à atuação da proteção alocada no terminal A, caracterizando, portanto, uma situação de descoordenação, o que é indesejável.

Atualmente a eliminação do subalcance da proteção de distância ainda é tema de debate. Algumas concessionárias estabelecem o alcance das zonas de proteção sem considerar a presença da GD, mesmo sabendo que estando o acessante em operação a área protegida será menor do que o esperado, fazendo com que a eliminação da falta dure mais tempo do que o necessário e consequentemente aumentando o estresse ao qual o sistema elétrico é exposto durante uma falta, ou ainda, ampliando a duração de afundamentos de tensão causados pela circulação da corrente de curto-circuito.

Outras soluções que podem ser adotadas, caso esquemas de comunicação confiáveis entre o acessante e a concessionária sejam disponibilizados, baseiam-se na inserção de proteção diferencial nos terminais envolvidos e na alteração do grupo de ajuste de relés digitais conforme estado da geração. O esquema proposto para proteção diferencial é mostrado na Figura 4.19.

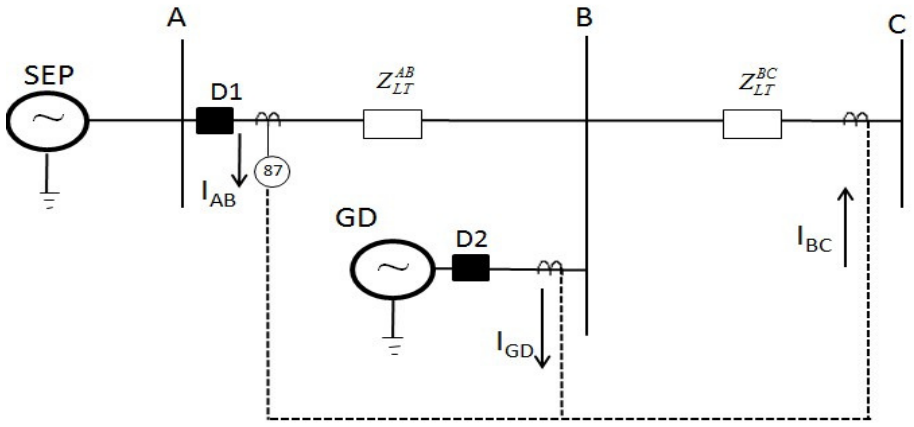


Figura 4.19 – Sistema com três barras protegido por relé de diferencial

A operação do relé 87 se baseará no seguinte esquema:

- Se $I_{AB} + I_{GD} = I_{BC}$: Sistema normal;
- Se $I_{AB} + I_{GD} \neq I_{BC}$: Presença de curto circuito no sistema. Necessidade de abertura dos disjuntores D1 e D2.

Já a mudança do grupo de ajuste da proteção de distância se baseará no número de máquinas do acessante em operação. Assim, caso o acessante esteja fora de operação, a proteção de distância deve utilizar um grupo de ajuste cujo alcance seja menor que o grupo de

ajuste estabelecido considerando o acessante em operação. A Figura 4.20 ilustra um sistema com utilização de mudança de grupo de ajuste.

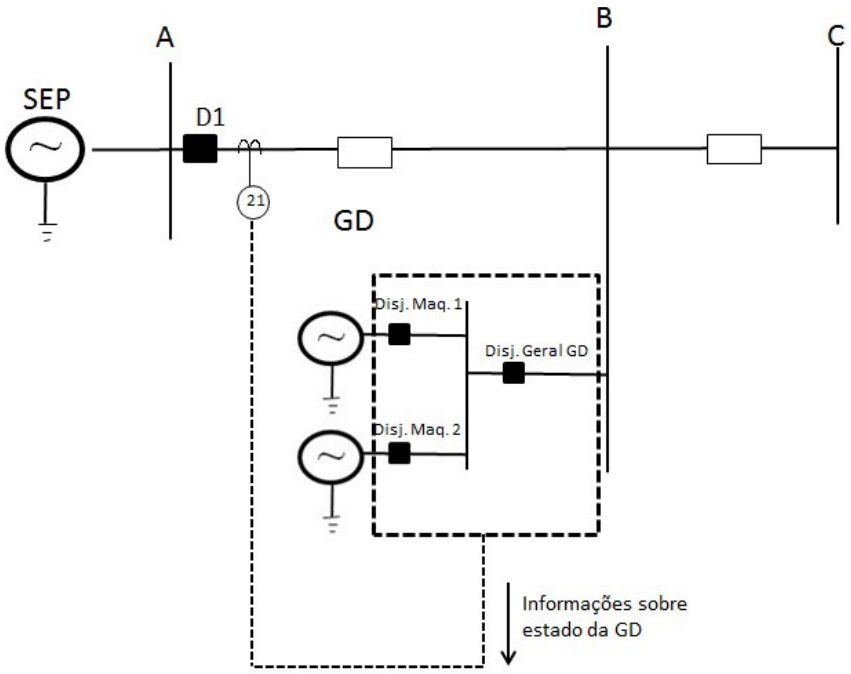


Figura 4.20 – Sistema com três barras protegido por relé de distância

A mudança de grupo de ajuste obedeceria a lógica mostrada na Figura 4.21.

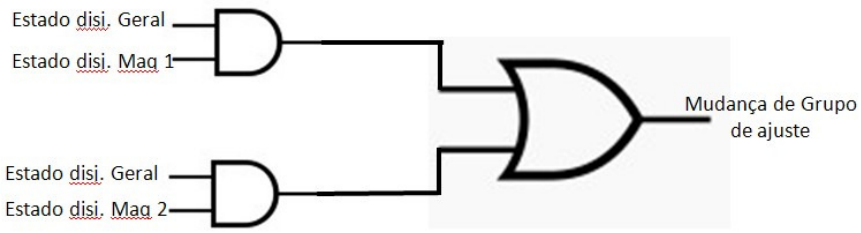


Figura 4.21 – Lógica mudança de grupo de ajuste devido estado da GD
(em operação-1 /fora de operação-0)

A Tabela 4.20 mostra a combinação de estados dos disjuntores do acessante que resultarão na seleção do grupo de ajuste parametrizado para condição sem a presença da geração distribuída, sendo considerado 1 para disjuntor fechado e 0 para disjuntor aberto. Para todas as outras condições, o grupo de ajuste utilizado pelo relé será aquele que considera a GD em operação.

Tabela 4.20 – combinação de estados dos disjuntores do acessante que resultarão na seleção do grupo de ajuste

Disjuntor geral GD	**Disjuntor de máquina 1**	**Disjuntor de máquina 2**	**Resultado**	**Grupe de ajuste**
0	0	0	0	Parametrização sem GD
0	0	1	0	
0	1	0	0	
0	1	1	0	
1	0	0	0	
1	0	1	1	Parametrização com GD
1	1	0	1	
1	1	1	1	

4.7.5 Impacto da GD na Direcionalidade das Proteções

Relés de sobrecorrente (51) são comumente empregados em configurações radiais. No entanto, alterações no sistema que resultem na inserção de mais uma fonte de injeção, como acontece com a conexão de GD, fazem com que seja necessário o uso de relés de sobrecorrente direcionais, 67/67N. Dessa forma, mesmo que haja corrente de curto circulando em dois sentidos, dependendo do ponto de falta, somente haverá sensibilização dos relés 67/67N para contribuições em um sentido pré-determinado. Para os casos em que o sentido da corrente de curto é inverso ao da corrente de carga, a utilização da direcionalidade permite ainda que seja possível ajustar o relé com um valor de corrente menor do que o verificado para corrente de carga. Assim a determinação da direcionalidade do relé possibilita a manutenção da seletividade entre os circuitos, com retirada apenas do circuito com a falta.

A proteção de sobrecorrente direcional utiliza amostras de tensão e corrente para o seu funcionamento. Pode-se dizer que ela é formada por duas unidades de proteção: uma unidade de sobrecorrente (50 ou 51) e uma unidade direcional (32), sendo que o conjunto das duas unidades é que recebe o número de função 67, como mostra a Figura 4.22. Se a unidade de sobrecorrente, por exemplo, for temporizada (51), ela será sensível apenas à corrente, e funcionará à base de uma curva de tempo inverso ou de tempo definido.

A unidade direcional será sensível às grandezas tensão e corrente e irá comparar o ângulo de fase entre elas para determinar a direção (sentido) do fluxo de corrente. Diz-se que

a unidade direcional "supervisiona" a unidade de sobrecorrente. Se houver circulação de corrente superior ao nível da corrente de operação ("pick-up") na direção de "desligamento", ou seja, no sentido da barra para a linha, a unidade direcional dará permissão para que a unidade de sobrecorrente efetue o desligamento. Se a circulação de corrente estiver na direção contrária, isto é, no sentido da linha para a barra, a unidade direcional impedirá o desligamento.

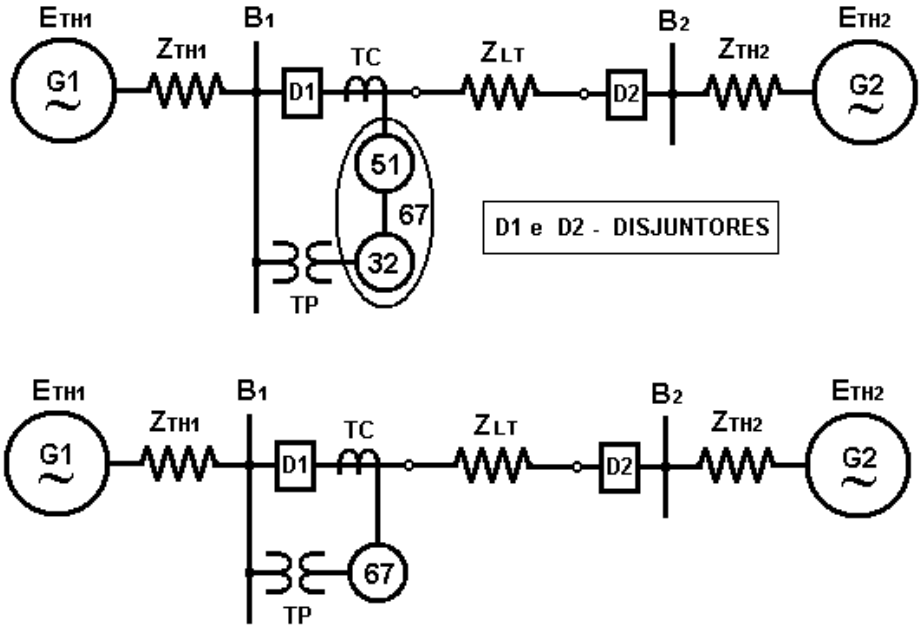


Figura 4.22 – Representação da proteção de sobrecorrente direcional temporizada (67) pela associação de um unidade de sobrecorrente temporizada (51) e de uma unidade direcional (32)

Curtos-circuitos normalmente envolvem correntes muito atrasadas em relação á referência. Assim sendo, será necessário que os relés direcionais eletromecânicos fossem arranjados de forma que desenvolvessem conjugado máximo em condições de falta. Existem diversos arranjos para se obter essa condição, sendo a mais utilizada a conexão em quadratura (90º). Nesse arranjo, a corrente na bobina de corrente e a tensão de referência possuem defasamento de 90º (considerando fator de potência unitário). Para relés digitais, mesmo não havendo necessidade de se estabelecer um ponto de máximo torque, os algoritmos desenvolvidos levam em conta esse conceito.

Considerando um curto-circuito na fase A sem resistência de falta, a corrente Ia sofrerá um atraso em relação à condição normal de carga. Esse atraso ocorre porque nessa circunstância a impedância mais representativa corresponde à impedância da LT. O ângulo característico de sequência positiva de linhas de 69 kV varia de 30 a 50º, conforme diâmetro do condutor, enquanto para linhas de 138 kV esse ângulo encontra-se entre 60 e 70º. Assim, para um curto metálico (sem resistência de falta) em uma LT de 138 kV, tem se o seguinte diagrama fasorial da Figura 4.23.

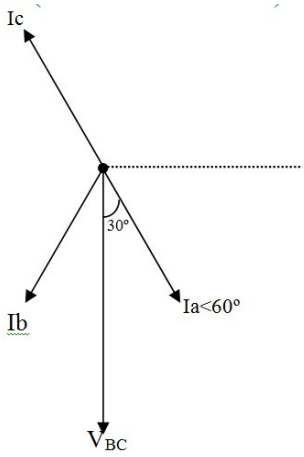


Figura 4.23 – Diagrama fasorial da falta trifásica metálica em LT 138 kV

A partir do diagrama da Figura 4.23 observa-se que o relé eletromecânico deveria desenvolver o máximo torque quando a defasagem entre Ia e Vbc fosse 30º. No entanto, a fim de acomodar tanto resistências de falta quanto condições de carga com baixo fator de potência evitando a atuação indevida da proteção, o ângulo de máximo torque para proteção de fase foi padronizado em 45º:

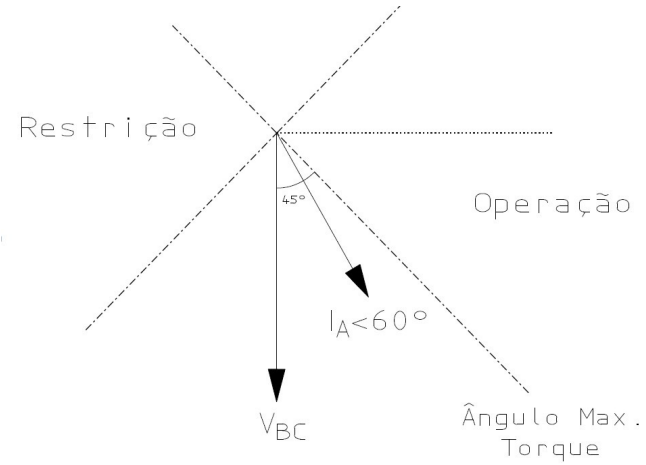


Figura 4.24 – Região de operação do relé direcional para ângulo de máximo torque de 45º

Faltas fora da direcionalidade do relé se localizaram na região de restrição, tal como mostra a Figura 4.25:

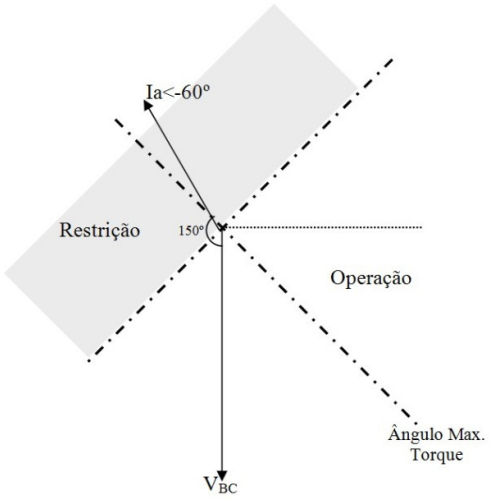


Figura 4.25 – Região de restrição do relé direcional para ângulo de máximo torque de 45º

Quando uma unidade de GD com capacidade de absorver/injetar reativos nos sistema é inserida no sistema, tal como acontece com geradores síncronos, à relação MW versus MVar altera o fator de potência, fazendo com que o ângulo de corrente visto pelo relé direcional habilite a atuação da função de sobrecorrente de fase (51). O caso exemplo 5 ilustrará essa questão.

- **Caso exemplo 5**

O caso exemplo 5, ilustra a influência da conexão de GD na direcionalidade das proteções de sobrecorrente direcional (67). Os dados do sistema em análise são mostrados nas Tabela 4.21, Tabela 4.22 e Tabela 4.23.

Tabela 4.21 – Dados elétricos dos geradores

	GD	
Número de geradores	2	
Potência de cada unidade geradora	31,7	MVA
Impedância subtransitória (X´´d)	0,19 (sat)	pu
Impedância transitória (X´d)	0,24 (sat)	pu
Impedância sincrona (Xd)	1,65 (sat)	pu
Impedâncias de sequência negativa (X2)	0,24 (sat)	pu
Impedâncias de sequência zero (X0)	0,05 (sat)	pu

Tabela 4.22 – Dados das linhas de interligação com a concessionária

	SE A – SE B	**SE B – PCH X**	
Comprimento	120,9	11	km
Impedância de sequência positiva	70,7∠59,3°	5,7∠68,4°	ohms
Impedância de sequência zero	229,3∠72,5°	20,1∠72,8º	ohms

Tabela 4.23 – Dados do transformador

	GD A	
Potencia nominal de cada transformador	60	MVA
Impedância percentual do transformador	0,06	pu
Base de potência a qual a impedância se refere.	60	MVA
Tensão do enrolamento de alta	69	kV
Ligação do enrolamento conectado à fonte	Estrela	
Tensão do enrolamento conectado à carga	13,8	kV
Ligação dos enrolamentos de baixa	Delta	

No caso em análise, para prover adequada proteção para LT A – B 69 kV, mostrada na Figura 4.26, é necessário ajustar o tape do relé de sobrecorrente direcional de fase (67) alocado no terminal A com o menor valor de contribuição desse terminal para faltas no final da LT A – B 69 kV. Nessa configuração, a corrente a ser ajustada corresponde a 207 A (falta bifásica).

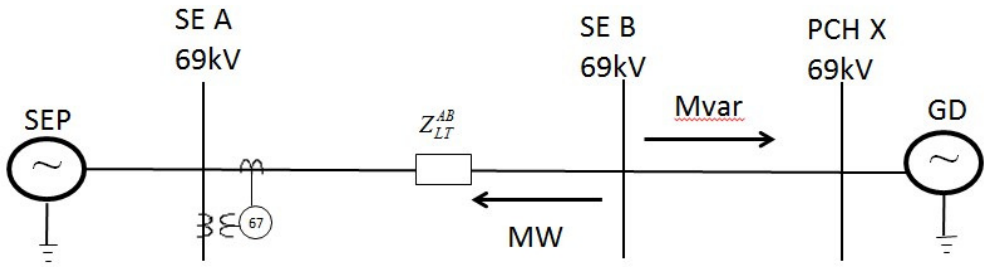


Figura 4.26 – Caso Exemplo 5: Impacto da GD na direcionalidade da proteção 67

Para assegurar a operação do relé, o tape a ser utilizado leva em conta a divisão de corrente simulada por um fator, empiricamente estabelecido em 1,5. Assim o tape da unidade de sobrecorrente de fase direcional (67) será:

$$Tape_{67} = \frac{I_{cc}^{LL}}{k} = \frac{207}{1{,}5} = 138\ A_{prim}$$

Observa-se que, a máxima geração do acessante chega a 60 MVA, ou 530A, o que equivale a um valor 3,8 vezes maior que o tape estabelecido para o relé 67. Portanto, a habilitação da direcionalidade é fundamental para permitir a utilização do tape adequado.

A unidade de fase do relé 67 foi ajustado para operar em uma região de $\pm 90^{o}$ a partir do ajuste do ângulo da LT, que no caso é de $59{,}3^{\circ}$. Assim, a área de operação do relé compreende desde correntes adiantadas de $30{,}6^{o}$ em relação à tensão da fase a correntes atrasadas de $149{,}4^{o}$ em relação à tensão da fase. A Figura 4.27, que corresponde a um diagrama fasorial disponibilizado por relés digitais, mostra a área de operação e diagrama fasorial a unidade de sobrecorrente de fase direcional (67).

No entanto, durante condição normal de operação, foi verificada atuação da proteção a de sobrecorrente de fase direcional (67) mesmo para corrente reversa. Isso porque, em função da injeção de ativo (MW) e absorção de reativo (MVar) pela GD, o ângulo da corrente se enquadra na região de operação do relé, causando operação indevida.

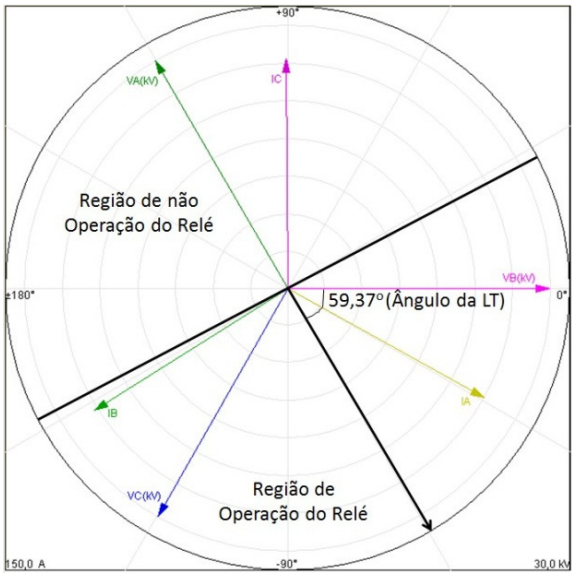


Figura 4.27 - Caso Exemplo 5: Diagrama fasorial e região de operação da proteção 67

Para resolve este problema, foi alterado o ajuste do ângulo da LT, passando de 59,3º para 10º. Com essa alteração, só haverá risco de operação com correntes reversas para um fator de potência inferior a 0,17, ou seja, se o valor de MVar absorvido pela usina for superior a 5,7 vezes o valor de MW gerado. A Figura 4.28 mostra a nova área de operação e diagrama fasorial do relé 67.

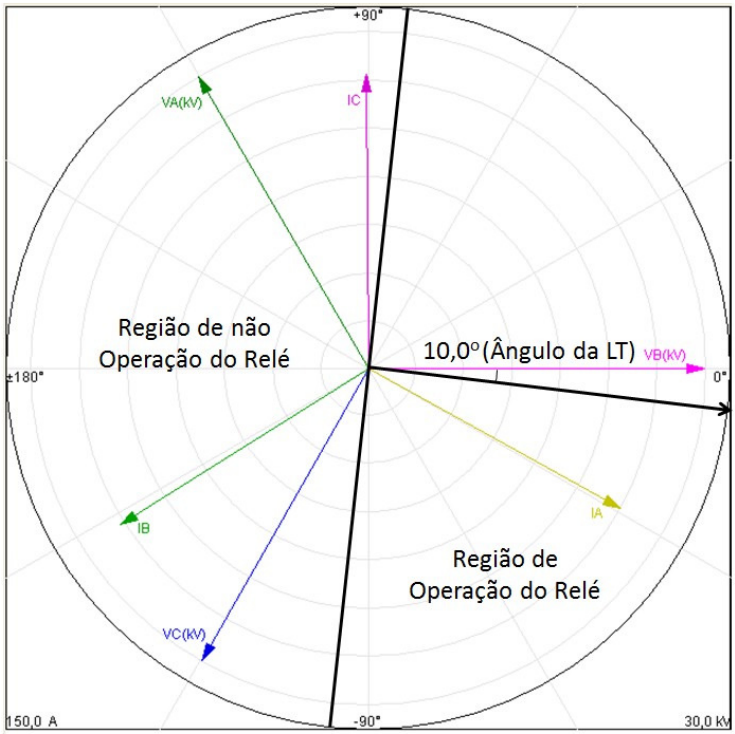


Figura 4.28 – Caso Exemplo 5: Diagrama fasorial e nova região de operação da proteção 67

Já a direcionalidade da unidade de terra toma com referência -3V0, obtida da soma de Va+Vb+Vc. Considerando uma falta fase terra, no qual Va=0, teríamos:

$$Va + Vb + Vc = 0 + 1\angle -120 + 1\angle 120 = 1\angle 180$$

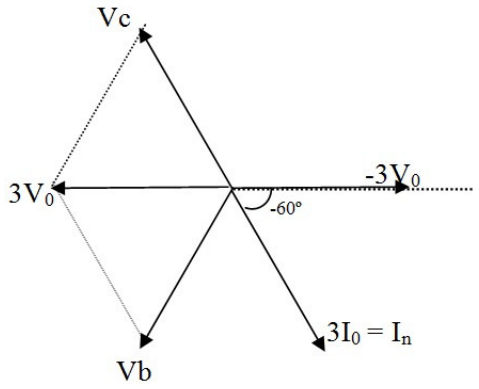


Figura 4.29 – Diagrama fasorial da falta monofásica

Nesse caso, a tensão de polarização (referência) está adiantada da corrente, e, portanto, mantendo-se o mesmo sentido de rotação, o ângulo de máximo torque corresponderá a -60º, valor esse que foi padronizado. Esse ângulo atende ao ângulo característico de sequência zero de linhas de 69 kV que varia de 50 a 65º, conforme diâmetro do condutor, enquanto para linhas de 138 kV esse ângulo encontra-se entre 65 e 75º. Assim:

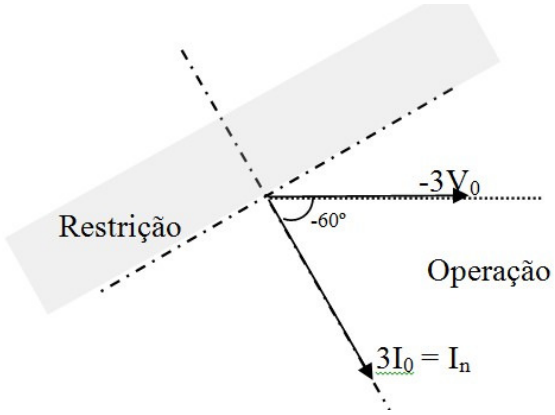


Figura 4.30 – Região de Restrição do relé direcional para um angulo de máximo torque de 60º

Tal como citado anteriormente, a direcionalidade das unidades de terra também é afetada pela relação ativo e reativo injetado pela GD. Por isso, pode vir a ser necessária a definição de um novo ângulo de máximo torque, de forma a evitar a atuação do relé 67 para faltas reversas.

4.7.6 Coordenação de proteção de alimentadores na presença de GD

Nas redes de média tensão (MT) a filosofia de proteção normalmente utilizada se baseia em dois princípios: Proteção Seletiva e Proteção Coordenada.

A proteção é definida como seletiva quando o ajuste da proteção de retaguarda é feito de maneira a permitir que o dispositivo de proteção mais próximo da falta opere para qualquer tipo de defeito a jusante, tanto transitório quanto permanente. Para circuitos urbanos, é a filosofia mais adotada em função da necessidade de expor os consumidores ao menor número possível de desligamentos. Além disso, como o esquema de proteção seletiva é pouco afetado pela conexão de GD, não será aprofundado nesse estudo. O coordenograma da filosofia de proteção seletiva é mostrado na Figura 4.31. Essa filosofia também pode ser adotada para outro dispositivo de proteção tal como religadores.

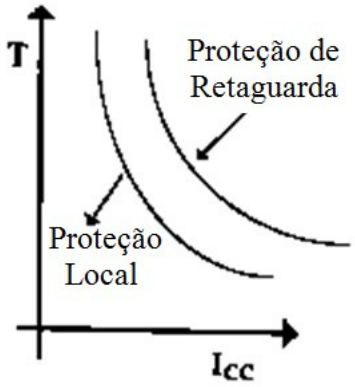


Figura 4.31 – Coordenograma para proteção seletiva. Fonte: [37]

Já a filosofia de proteção coordenada utilizada em circuitos rurais, se baseia principalmente na coordenação entre religadores e chaves fusíveis, tal como mostrado na Figura 4.32.

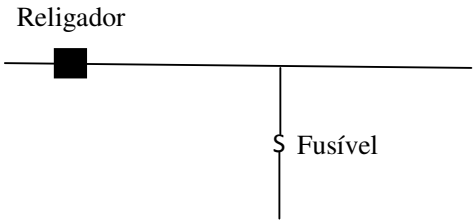


Figura 4.32 – Esquema Típico Religador - Fusível utilizado em Alimentadores

Na Figura 4.32 o religador está alocado no alimentador principal enquanto o fusível encontra-se no circuito lateral. A correta operação desses equipamentos baseia-se no critério de só haver abertura do fusível para os casos de faltas permanentes, enquanto falhas temporárias devem ser eliminadas pelo religador. Como as faltas temporárias constituem 70% a 80% das falhas que ocorrem no sistema de distribuição, este arranjo melhora a confiabilidade e reduz custos de manutenção, ainda mais em circuitos longos e de difícil acesso. [44]

Para atender o critério citado acima, o tempo mínimo de fusão do elo fusível deve ser maior que o tempo de abertura rápida do religador multiplicado por um fator K, que varia em função do número de operações e do tempo de religamento do circuito, em todas as condições de falta no trecho protegido pelo fusível.

No entanto, se o curto-circuito permanecer após fechamento do religador, o problema passará a ser considerado permanente, levando a necessidade de rompimento do fusível. Nesse caso, o tempo total de interrupção do elo deve ser menor que o tempo mínimo de abertura do religador em sua curva "lenta". Caso o fusível não interrompa o curto-circuito dentro desse tempo, o religador irá abrir novamente, mas dessa vez bloqueando, evitando assim novos fechamentos. O cumprimento dessas condições resulta em um gráfico de coordenação religador- fusível mostrado na Figura 4.33.

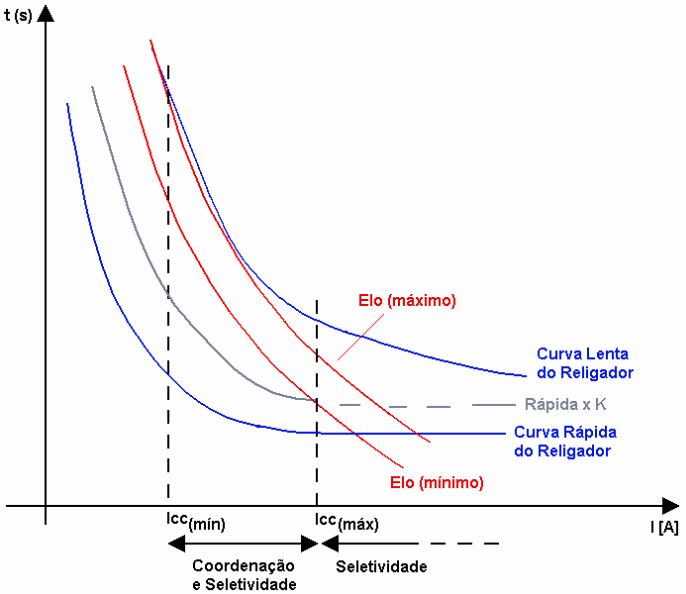


Figura 4.33 – Coordenação Religador Elo-Fusível

- **Caso exemplo 6**

Com a inserção de GD nos alimentadores, os valores de curto-circuito considerados para operação do fusível e religador serão alterados. O caso exemplo 6, mostrado na Figura 4.34, irá ilustrar as alterações a que a rede estará submetida durante um curto-circuito, dependendo do ponto de falta e da posição da GD em relação aos equipamentos de proteção.

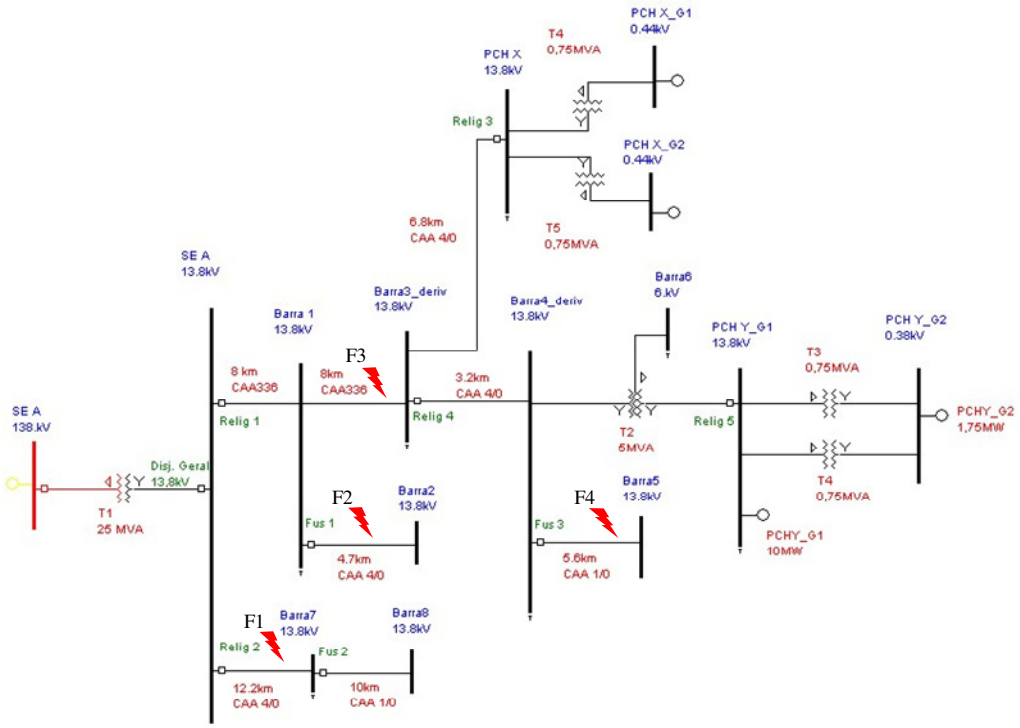


Figura 4.34 – Caso Exemplo 6: Impacto da GD na proteção de MT

Curto-circuito em F1: Curtos-circuitos no ponto F1 devem ser eliminados somente pela abertura do religador 2. No entanto, principalmente em situações de recusa de abertura do religador 2, a contribuição das GDs para a falta somada à ausência de direcionalidade do religador 1 (R1) e à corrente de carga pode levar à abertura indevida de R1. A abertura de R1, além de interromper o atendimento de consumidores ou ocasionar ilhamentos indesejáveis, dificulta a localização da falta, aumentando o tempo da interrupção e o custo de manutenções.

Curto-circuito em F2: Considerando a filosofia de proteção coordenada, a primeira tentativa de eliminação de faltas em F2 cabe ao religador 1 (R1) . Todavia, o fato da contribuição do terminal R1 não ser igual à corrente que passa pelo fusível 1 (FS1), em função da contribuição das PCHs e das demais cargas, pode fazer com que a coordenação

desejada entre R1 e FS1 não seja verificada. Assim pode haver ruptura do elo FS1 mesmo para faltas temporárias. Essa condição é indesejada já que também aumenta o tempo da interrupção e o custo de manutenções.

Curto-circuito em F3: Curtos-circuitos no ponto F3 devem ser eliminados pela abertura do religador 1 e pela desconexão de todas as PCHs, mas a contribuição da PCH Y pode fazer com que o religador 4 (R4) abra indevidamente, provocando descoordenação. A abertura de R4, além de interromper o atendimento de consumidores ou ocasionar ilhamentos indesejáveis, dificulta a localização da falta, aumentando o tempo da interrupção e o custo de manutenções.

Curto-circuito em F4: Considerando a filosofia de proteção coordenada, a primeira tentativa de eliminação de faltas em F4 cabe ao religador 4 (R4). Todavia, o fato da contribuição do terminal R4 não ser igual à corrente que passa pelo fusível 3 (FS3), em função da contribuição da PCH Y, a coordenação desejada entre R4 e FS3 pode não ocorrer. Assim, o elo FS3 pode romper antes da abertura de R4, fazendo com que uma falta passível de ser temporária se torne de resolução demorada. Essa condição é indesejada já que também aumenta o tempo da interrupção e o custo de manutenções.

Vários estudos vêm sendo elaborados com a finalidade de permitir a identificação de situações de descoordenações causadas pela inserção de GD. Em [45] foi concluído que a coordenação na presença de GD pode ser alcançada através da utilização de religadores microprocessados com direcionalidade já disponíveis no mercado. O problema dessa solução é a requisição de que todas as unidades de GD desconectem antes da realização da primeira tentativa de fechamento, para evitar danos ao acessantes devido à falta de sincronismo.

Já em BRAHMA [46] a solução passa pela divisão dos circuitos em zonas separadas por disjuntores, onde haja equilíbrio entre geração e a carga. Nessas zonas, pelo menos uma das unidades de GD deve possuir a capacidade de controle de frequência. Os disjuntores utilizados, além de possuírem a função de verificação de sincronismo, devem ser interligados a um relé principal, localizado na subestação. Esse relé deve ser capaz de armazenar informações, identificar a falta e sua localização, solicitando a abertura do disjuntor correspondente. Embora eficiente na solução do problema proposto, o custo envolvido na implantação de um esquema tão complexo pode ser inviável em se tratando de alimentadores.

CHILVER [43] propõe a utilização de relés digitais com unidades de distância e unidades direcionais nas redes de MT. Nessa proposta a polarização dos relés seria feita através de sua conexão direta ao lado de BT dos transformadores de distribuição, o que iria dispensar a utilização de TP, tal como mostrado na Figura 4.35.

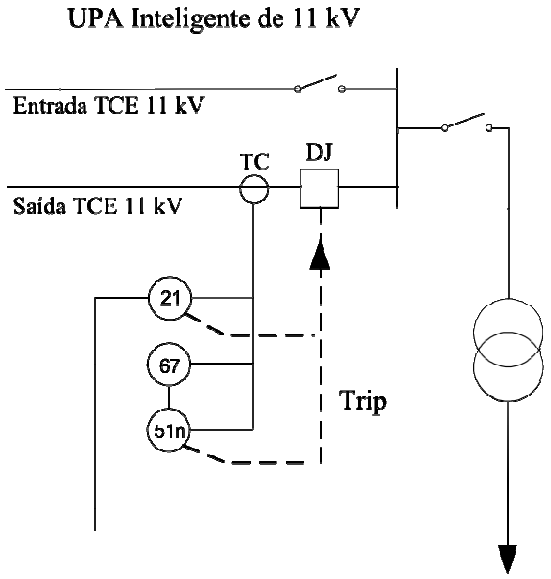


Figura 4.35 - Proposta de alocação de reles digitais diretamente na BT. Fonte [43]

Embora a dispensa de utilização de TPs represente um redução de custos, a exigência de utilização de vários disjuntores e relés digitais na rede torna essa proposta dispendiosa.

A definição do ponto de alocação da GD em função de menores impactos ocasionados por ela para coordenação da proteção, entre outros, é abordado por BRITTO et all [48]. Para isso foi desenvolvido um software SigDist – Simulator of Distribution System with Distributed Generation, que a partir de análises de fluxo de potência, curto-circuito e coordenação de proteção, permite o estabelecimento de diversos cenários, definindo limites para inserção de GD, sua localização e a máxima capacidade de geração suportada pela rede.

Em JAVADIAN et all [44] foi proposto um novo método para análise de risco da operação dos esquemas de proteção. Esse método estabelece 3 índices: índice de risco, índice de risco de duração da interrupção e risco de energia não atendida. Essa proposta parte do princípio de que levantamentos estatísticos confiáveis estejam disponíveis para todos os pontos da rede, o que nem sempre acontece.

Os estudos citados são apenas uma pequena parte do que vem sendo desenvolvido no sentido de minimizar o impacto da GD para o sistema. Provavelmente não haverá uma solução única que atenda às particularidades de cada distribuidora. A adoção de umas dessas propostas deverá sempre passar pela conciliação da necessidade sistêmica e a avaliação do menor custo global, o que afinal pode ser a equação mais difícil de ser resolvida.

4.7.7 Ilhamento e Proteção

Ilhamento pode ser definido como uma condição em que parte da rede de distribuição que contenha tanto carga quanto GD se mantém energizada, mesmo após a desconexão da distribuidora. Essa condição pode ser intencional, quando a configuração é planejada com base em estudos que garantirão a qualidade da energia suprida aos consumidores pela GD, ou não-intencional, quando ocorre em função de faltas que ocasionam a abertura de disjuntores da concessionária. De maneira geral, ilhamentos tem sido evitados, embora já existam esforços no sentido de mitigar os riscos e maximizar os benefícios do atendimento planejado de cargas via geração distribuída, visando aumentar a confiabilidade do sistema e reduzir o tempo de interrupção. A Figura 4.36 exemplifica a formação de ilhas na rede de distribuição.

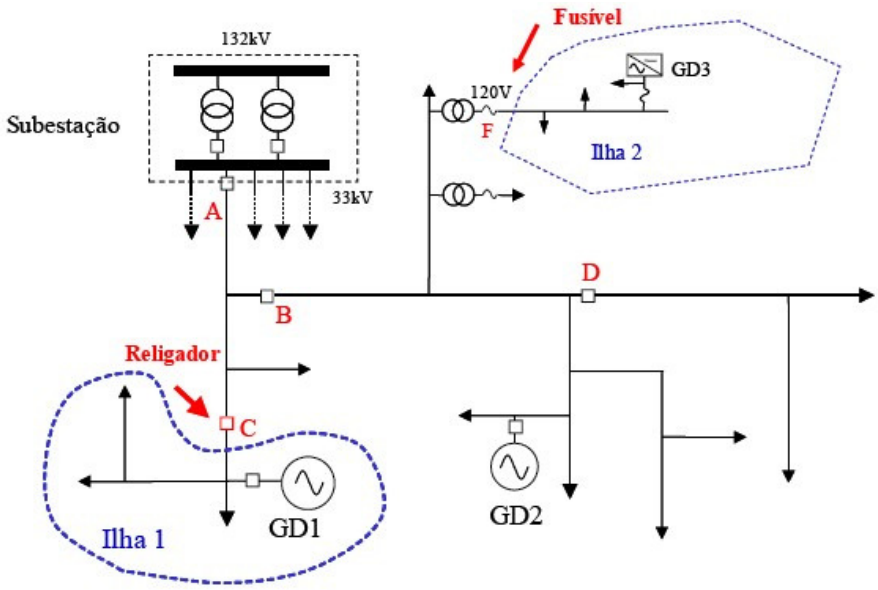


Figura 4.36 – Exemplos de ilhamentos na rede de distribuição de energia elétrica. Fonte: [51]

Havendo equilíbrio entre geração e carga no momento em que a alimentação principal fica indisponível, podem ocorrer ilhamentos não intencionais em função de falhas na atuação da proteção do acessante para faltas na concessionária, ou ainda quando as razões que levaram a desconexão da distribuidora não são elétricas, como nos casos de *trip* acidental.

A formação de ilhamentos não-intencionais é indesejada em função dos inúmeros problemas a que o sistema pode ser exposto. Alguns exemplos desses problemas são: qualidade de energia incompatível com os padrões exigidos e fora do controle da distribuidora, redução dos níveis de curto-circuito o que ocasiona descoordenação das

proteções da região ilhada e risco de vida durante manutenções, devido à existência de regiões energizadas não previstas.

Além disso, ilhamentos não-intencionais interferem no restabelecimento da rede, podendo ocasionar novos desarmes ou danos aos equipamentos da concessionária ou do acessante, caso ocorram religamentos fora de sincronismo. No caso da concessionária, esses danos seriam ocasionados pela circulação de uma corrente transitória superior ao nível de falta para o qual o sistema de proteção da distribuidora foi dimensionado. Alguns estudos estão sendo realizados a fim de mostrar que, quando o tamanho da GD é suficientemente pequeno, não existe o risco de ocorrência de elevados patamares de corrente transitória [49].

Apesar de pesquisas mostrarem a baixa probabilidade de haver perfeito casamento entre geração e carga para que ocorra o ilhamento, os danos potenciais que podem ocorrer fazem com que este assunto mereça especial atenção [50]. Por isso, associações internacionais como o IEEE recomendam que os esquemas de proteção do acessante identifiquem condições de ilhamento não-intencional e promovam sua desconexão em no máximo 2 segundos [51].

4.7.7.1 Técnicas de Detecção de Ilhamento

O problema de detecção de ilhamento com confiabilidade é visto como um dos aspectos mais desafiadores da conexão de geração distribuída, resultando assim em um número considerável de pesquisas a respeito. As técnicas de protecção desenvolvidas podem ser classificadas em [17]:

- Métodos Passivos: tomam decisões com base na avaliação da forma de onda de tensão ou corrente do sistema.
- Métodos Ativos: tomam decisões com base nas medições dos sinais injetados ativamente na rede por sistema de controle projetados para tal. Esses sinais são geralmente de alta frequência, e tem suas características alteradas em função das condições da rede. Métodos ativos permitem a detecção mais confiável do evento, independentemente de outros fenômenos.

Embora haja um grande número de proposições teóricas para métodos ativos, a sua aplicação na prática tem sido limitada em função da falta de confiabilidade dos hardwares e dos altos custos envolvidos. No entanto, essa situação vem mudando, e a tendência é que a utilização desses métodos se torne viável no futuro.

Dentre os principais métodos usados para detecção de ilhamento cita-se:

- Taxa de variação de frequência (*Rate of Change of Frequency – ROCOF*): Tendo sido atribuída a numeração 81 df/dt pela norma ANSI, corresponde ao método mais comumente utilizado para detecção de ilhamento. É um método passivo que se baseia verificação de variações lentas da frequência, o que acontece quando a diferença entre potência gerada e potência demandada pelas cargas é pequena.
- Salto de vetor (*Vector Shift*): Tendo sido atribuida a numeração 78 pela norma ANSI, corresponde a um algoritmo de proteção que monitora a variação do ângulo da tensão, operando quando tal variação supera o limiar predefinido no ajuste do relé. Enquanto alguns relés tomam como referência apenas uma fase, outros têm referência trifásica, o que ajuda a tornar o algoritmo imune a interferências, tal como distorções harmônicas.
- Tranferência de atuação das proteções da concessionária (*Direct transfer trip – DTT*): Esse método se baseia na transferência do sinal de disjuntor aberto ou de atuação das proteções da concessionária para o acessante, de forma que ele também seja desconectado do sistema. Trata-se do metódo mais confiável já que não está sujeito a avaliação do equilíbrio geração/carga e também é imune a eventos remotos. No entanto, o elevado custo de sua implantação pode tornar sua utilização inviável. Além disso, conforme topologia de rede, pode ser necessária a transferência de sinal de mais de um local, o que aumenta o custo e complexidade do sistema.
- Proteções de Frequência e Tensão (81u/o, 27 e 59). Em circunstâncias específicas, tais como quando se utilizam geradores de indução sem compensação reativa ou geradores de indução com dupla alimentação e sem controle de tensão, a utilização da combinação de relés de sub/sobrefrequência e tensão são suficientes para detectar condições de ilhamento, já que existe uma impossibilidade física de funcionamento estável da ilha formada.

Outros métodos teóricos de detecção de ilhamento são citados no relatório do Cigré [17], mas em função da ausência de sua utilização no Brasil eles não serão objeto de estudo nesse trabalho.

4.7.7.2 Detecção de Ilhamento em Cada Tipo de Tecnologia de GD

Para geradores síncronos e de indução, os principais sistemas de proteção anti-ilhamento são baseados no uso de técnicas que utilizam relés de sub e sobrefrequência, 81(U/O), relés de taxa de variação de frequência, 81(df/dt), relé de salto de vetor, 78, e relés de sub e sobretensão, 27/59 [52].

No caso de geradores conectados via conversores estáticos, além das funções citadas, há um sistema de monitoramento, instalado entre a GD e a rede de distribuição de baixa tensão, que permite desligar a GD quando é constatada ausência de tensão no alimentador.

Outro método de constatação de tensão apresentado de maneira informativa na norma IEEE Std 929-2000 orienta que os conversores conectados à rede podem possuir um sinal de desestabilização, que tenta constantemente mudar a frequência da rede de distribuição. Enquanto conectado à rede, a concessionária, que se comporta como um barramento infinito perante GD neutraliza esta tendência de desestabilização. Entretanto, caso ocorra um ilhamento não-intencional, a frequência rapidamente apresentará um pequeno desvio, permitindo assim detectá-lo, tanto pela lógica de controle do conversor quanto por relés de frequência [53].

Entretanto, tais esquemas de proteção são propensos a falhar caso o desbalanço de potência ativa e reativa sejam pequenos na rede ilhada. Assim, além das proteções habituais, as concessionárias empregam outras medidas e esquemas de proteção para evitar o religamento automático no caso de ocorrência de um ilhamento não intencional ou a possibilidade de haver uma nova tentativa de conexão do gerador durante um período de ausência da subestação principal [52]. Tais exigências serão avaliadas durante análise do manual de acesso das concessionárias.

4.8 Religamento Automático (RA)

A maior parte das faltas a que o sistema é submetido é temporária e pode ser eliminada com a abertura da fonte de alimentação durante um curto espaço de tempo, suficiente para desaparecimento do arco elétrico. Com o fim do arco, o sistema pode ser restabelecido. Para aumentar a rapidez desse restabelecimento, a concessionária de energia utiliza o recurso de religamento automático, também conhecido como RA, que possibilita a maximização da continuidade de seu atendimento.

No entanto, a conexão de unidade de GD pode prejudicar o desempenho desse procedimento, tornando o esforço para recompor o sistema complexo devido aos sérios riscos de ocorrer um fechamento sem sincronização entre os geradores, que estejam atendendo cargas de forma ilhada, e a concessionária [12]. Dependendo da diferença entre a magnitude e ângulo da tensão da área ilhada e do sistema elétrico podem surgir durante fechamento sobretensões, sobrecorrentes e grandes torques mecânicos que podem ocasionar, além de danos e estresse cumulativo para o gerador, sérios estragos para o disjuntor.

O risco das unidades de GD continuar a contribuir para o curto-circuito, fazendo com que o arco elétrico não seja eliminado, é outra questão a ser considerada. Além disso, para ligações do transformador de acoplamento Delta do lado da concessionária, o atendimento das cargas pelo acessante pode expor os consumidores a sobretensões indesejadas, conforme já discutido anteriormente.

Em sistemas de distribuição submetidos à conexão de geradores de acessantes existe ainda a preocupação com a segurança de terceiros e do pessoal próprio da concessionária quando não são tomadas as precauções necessárias.

Dessa forma, o acessante deve possuir proteções que proporcionem a pronta desconexão e o bloqueio de seu disjuntor de interligação sempre que quaisquer distúrbios ocorrerem como curto-circuito, fase aberta, variação acentuada de tensão e/ou frequência, etc., ao longo do alimentador até a subestação da concessionária, visando, principalmente, à preservação de suas próprias instalações. Tais proteções devem ser suficientemente rápidas, de forma a não prejudicar a operação do RA, que ocorre em alta velocidade.

4.9 Nível de curto-circuito

A contribuição para uma falta de uma pequena unidade GD não é grande, no entanto, as contribuições agregadas de muitas unidades pequenas, ou poucas unidades grandes, podem alterar os níveis de curto-circuito de forma a causar descoordenações, afetando a confiabilidade e segurança do sistema de distribuição. Como exemplo, a Figura 4.37 mostra um alimentador típico com derivações protegidas por fusíveis. Se unidades de GD são adicionadas ao sistema, a corrente de falta se torna suficientemente grande para que o fusível perca a coordenação com o disjuntor de alimentação durante uma falta, levando o fusível a fundir desnecessariamente [30].

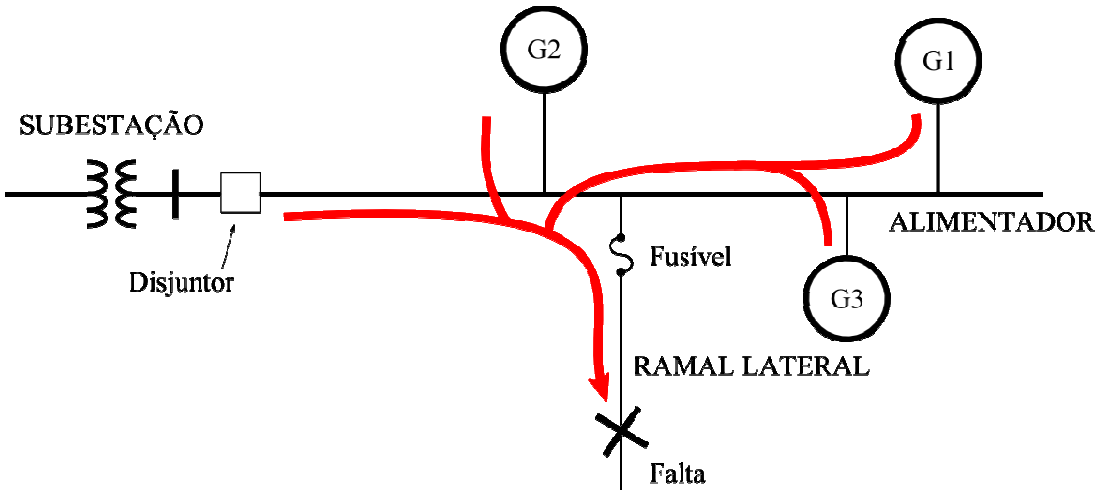


Figura 4.37 – Exemplo de aumento do nível de curto-circuito em função da contribuição da GD. Fonte [33]

A análise do nível de curto-circuito na presença de unidades de GD determina a dimensão da corrente a qual o sistema será submetido durante a ocorrência de uma falta. Dessa forma, é possível avaliar se será preciso adequações a nova configuração, principalmente no que tange:

- Dimensionamento de linhas de transmissão/distribuição em relação ao seu limite térmico;
- Definição da capacidade de interrupção de disjuntores;
- Dimensionamento de TCs quanto à saturação;
- Realização de estudo de estabilidade dinâmica;

Esse estudo deve ser elaborado quando novas unidades de GD são conectadas ao sistema. Ele deve determinar o nível de curto para faltas trifásicas, bifásicas, bifásicas à terra e monofásicas, principalmente nos terminais de cada gerador, barramentos de distribuição de energia em média tensão, lado primário e secundário dos transformadores e demais pontos do sistema que possam influir na operação do gerador com a concessionária.

Como resultados serão obtidos níveis de curto nas principais barras e as contribuições dos alimentadores conectados, sendo então possível verificar se os equipamentos estão adequados às condições as quais poderão ser submetidos [31].

Cabe ressaltar que o incremento no nível de curto-circuito dependerá do tipo de máquina que compõe a unidade de GD. Para geradores síncronos, a contribuição dependerá da tensão pré-falta, das reatâncias subtransitória e transitória da máquina, e das características da excitatriz. Já geradores de indução contribuem para faltas enquanto permanecem girando em função da tensão residual no alimentador. Para estes geradores a contribuição duraria apenas alguns ciclos e é determinada pela divisão da tensão pré-falta pela reatância transitória da máquina. Mesmo que a duração seja de apenas alguns ciclos, esse tempo é suficiente para fundir o fusível e provocar descoordenação com os disjuntores/ religadores a montante [30].

A contribuição dos geradores para as correntes de falta também será mais significativa em redes urbanas, compostas por circuitos de baixa impedância, do que em redes rurais, caracterizadas por impedância altas, e, conseqüentemente, níveis de falta menores [32].

Em redes rurais a inserção da unidade de GD pode ser benéfica. Isso porque em circuitos com alta impedância, onde a corrente de falta é muito similar à condição de carga, uma elevação do nível do curto-circuito resulta na possibilidade de melhor diferenciação entre as duas situações e conseqüentemente na melhor definição do *pickup* do elemento de proteção.

Existem ainda várias opções a serem utilizadas para redução do nível de curto, se estes forem muito elevados, antes que haja danos que afetem o sistema ou risco à segurança de pessoas. Essas opções incluem a adição de reatores, transformadores e geradores com alta impedância, limitadores estáticos, reconfiguração do sistema de distribuição ou, em última instância, substituição dos equipamentos existentes.

5 COMPARAÇÃO DOS REQUISITOS DE PROTEÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS PARA INSERÇÃO DE GD

5.1 Considerações Preliminares

No Brasil, a conexão aos sistemas de distribuição das concessionárias de energia elétrica tem como premissa o atendimento ao Procedimento de Distribuição Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição elaborado pela ANEEL. Esse documento estabelece as condições de acesso e define critérios técnicos e operacionais, requisitos de projeto, informações, dados e a implementação da conexão para acessantes novos e já existentes. Nele fica definido também que a conexão da GD deve atender normas técnicas brasileiras, bem como as normas e padrões estabelecidos pela concessionária.

Além disso, é destacada a necessidade de que, durante a definição dos requisitos de conexão pelas concessionárias, a motivação esteja vinculada ao atendimento dos padrões de indicadores de desempenho e de qualidade do serviço de distribuição, a preservação da segurança, eficiência e confiabilidade do sistema e das conexões existentes, bem como do meio ambiente. Também não é facultado ao acessante reduzir a flexibilidade de restabelecimento do sistema devido a limitações de seus equipamentos ou ainda devido a um elevado tempo de recomposição.

5.2 Premissas Básicas de Proteção para Conexão dos Acessantes

A complexidade das proteções a serem utilizadas em sistemas onde há unidades de GD depende de diversos fatores. Dentre eles, cita-se: o nível de tensão de conexão, a capacidade de geração do acessante, a configuração do sistema, o tipo e o montante de carga, além de requisitos especiais da concessionária ou mesmo do próprio produtor de energia.

No entanto, algumas questões são básicas e devem ser observadas para se garantir uma boa qualidade da conexão entre acessante e concessionária, sendo elas [34]

- Outros consumidores conectados ao mesmo ramal da unidade de GD não devem ser submetidos a nenhuma degradação do fornecimento de energia em virtude da presença desse novo elemento;
- A desconexão do acessante deve ser feita assim que condições anormais de operação forem verificadas. Uma condição anormal pode indicar que a unidade de GD está ilhada, e, portanto, pode vir a ser submetida a condições de sobrecarga ou religamentos fora de sincronismo, além de eventuais prejuízos ocasionados por um atendimento das cargas fora dos padrões de qualidade estabelecidos;
- Se o acessante for capaz de operar de forma ilhada é necessário que a tensão e frequência anteriormente verificadas sejam mantidas sem grandes variações, a fim de que as cargas não venham a ser submetidas a condições degradantes;
- A desconexão do acessante somente deve ser realizada se houverem condições anormais no sistema. As proteções de interface entre sistema e geração também não devem atuar em caso de manobras de banco de capacitores, faltas em linhas distantes, balanços de carga, ou atuações dos reguladores de tensão;
- Deve ser mantido o equilíbrio entre a minimização do risco e os custos das instalações;
- O acessante deve ser dotado de proteções que impeçam sua energização enquanto o sistema da concessionária estiver fora de operação.

A proteção dos equipamentos do acessante é de sua responsabilidade e deve levar em conta a necessidade de haver coordenação com os demais esquemas de proteção do sistema. Essa proteção não deve se limitar somente a curtos-circuitos, devendo abranger outras condições anormais de operação, tais como superexcitação, sobretensão, correntes desbalanceadas, frequências anormais e *stress* no eixo do gerador.

5.3 Avaliação dos Requisitos das Distribuidoras

O levantamento dos requisitos de proteção mostrado nesse tópico é resultado do trabalho conjunto de distribuidoras brasileiras do sul, sudeste e centro-oeste realizado através de um grupo de discussão sobre geração distribuída. O objetivo desse fórum é disseminar informações e experiências relevantes sobre GD, e, observando as particularidades de cada concessionária, elencar itens passíveis de padronização assim como as melhores práticas relacionadas à acessantes.

A Tabela 5.1 visa estabelecer as principais características das distribuidoras brasileiras que participaram dessa pesquisa.

Tabela 5.1 – Principais Características das Distribuidoras Pesquisadas

Empresa	Área da concessão [km²]	Nº consumidores [milhões]	km de rede (trans+distrib)	Mercado de energia (consumo médio energia)	Geração de GD	Tipo de sistema
Celesc	87.718	2,4	125.439	24,5 GWh	0,71 GW	Solidamente aterrado
Cemig	567.478	7	451.549	42,8 GWh	7,0 GW	Solidamente aterrado
Coelba	563.374	4,7	não informado	12,9 GWh	não informado	não informado
Copel	194.854	3,06	não informado	5,4 GWh	não informado	13,8 kV - Neutro isol. aterrado com imped. 34,5 kV - Neutro efetivamente aterrado;
CPFL	não informado	6,7	não informado	52, 0 GWh	não informado	não informado
Elektro	120.000	2,24	108.536	12,0 GWh	1,9 GW	solidamente aterrado a 3 fios
Eletropaulo	4.526	6,5	43.735	43,3 GWh	0,40 GW	Solidamente aterrado
Enersul	328.316	0,7	não informado	3,4 GWh	não informado	não informado
Light	10.970	3,8	não informado	não informado	não informado	isolado

As distribuidoras que participaram dessa pesquisa, sua localização e o nome de seus respectivos manuais de acesso são listados na Tabela 5.2. A título de comparação com os requisitos das empresas do resto mundo, também foi avaliado o guia de recomendações da IEEE Std 1547, o relatório 421 do Cigré relativo à avaliação do impacto da conexão de GD no sistema e os manuais de acesso das concessionárias: BC Hydro e Iberdrola.

Tabela 5.2 – Distribuidoras e seus Manuais de Acesso

Empresa	Localização	Nome do Manual de Acesso
BC Hydro	Canadá	69 kV to 500 kV Interconnection Requirements For Power Generators
		35 kV and Below Interconnection Requirements for Power Generators
Celesc	Santa Catarina	Manual de Procedimento I-432.0003 - Requisitos Gerais para Conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de Energia à Rede da Celesc
Cigré	Europa	Working Group B5.34 – The Impact of Renewable Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation
Cemig Distribuição	Minas Gerais	Manual de Distribuição 5.7.2 - Requisitos para a conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig - Conexão em Média Tensão
Coelba	Bahia	SM04.08-00.003 - Acesso, Conexão e Uso do Sistema de Distribuição por Agentes Geradores de Energia Elétrica
		SM04.08-00.005 - Paralelismo Momentâneo de Gerador com o Sistema de Distribuição com Operação em Rampa
Copel	Paraná	NTC 905100 - Manual de Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da Copel
CPFL	São Paulo	Norma Técnica - Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL
		Norma Técnica - Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL - 15 kV
Elektro	São Paulo	Norma ND. 65 – Ligação de Autoprodutores ou Produtores Independentes em paralelo com o sistema de distribuição de média tensão da Elektro
Eletropaulo	São Paulo	NT 6.010 - Requisitos Mínimos Para Interligação de Gerador de Consumidor Secundário com a Rede de Distribuição da Eletropaulo Metropolitana com Paralelismo Momentâneo
		NT 6.005 - Requisitos Mínimos para Interligação de Gerador de Consumidor Primário com a Rede de Distribuição da Eletropaulo Metropolitana com Paralelismo Momentâneo.
		NT 6.009 - Requisitos Mínimos para Interligação de Gerador de Consumidor Primário com a Rede de Distribuição da Eletropaulo Metropolitana com Paralelismo Permanente
Enersul	Mato Grosso do Sul	Norma Técnica de Padronização NOR- ENOEP – 001/2009 - Requisitos Mínimos para Instalação de Gerador por Particulares
Iberdrola	Espanha	MT 3.53.01 – Condiciones Técnicas de la Instalación de Autoproductores
IEEE Std. 1547	Estados Unidos	IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
Light	Rio de Janeiro	Informação Técnica DAP – 001/04 de Junho de 2004 - Interligação de Autoprodutores de Energia Elétrica em Paralelo com o Sistema da Light SUBESTAÇÕES A, em BT e MT Baixa e Média Tensão.

Antes iniciar a avaliação das proteções requeridas pelas concessionárias, será avaliado a seguir outras solicitações que influenciam decisivamente o comportamento do sistema diante de um curto-circuito e conseqüentemente a escolha proteção.

5.3.1 Formas de Conexão de GD Permitidas pelas Distribuidoras

As formas de conexão de acessantes de geração ao sistema elétrico podem ser resumidas em dedicadas, através da construção de uma linha ou alimentador conectado diretamente na subestação da concessionária, ou compartilhada, também conhecidas como diretas, quando se faz uso de linhas ou conexões pré-existentes.

Na BC Hydro, conexões de GD em MT e AT podem ser realizadas em ambas as configurações, no entanto a conexão direta requer uma avaliação mais criteriosa dada suas implicações negativas, tais como a redução da flexibilidade operativa e a exposição do sistema a interrupção ocasionadas por problemas internos do acessante.

Na Celesc, somente conexões de GD em MT podem ser realizadas tanto através de alimentador ou Subestações exclusivas quanto através de 'tapeamento' de linhas. No entanto, o ponto de conexão do acessante deve situar-se obrigatoriamente no tronco do alimentador. Para conexões de acessantes na AT, não são permitidas conexão em tape.

Na Cemig D, a norma referente à conexão em MT também permite a conexão em qualquer configuração desde que seja instalado um religador no ponto de conexão. Esse religador é transferido sem ônus para a empresa, que passa a ser responsabilizar pela manutenção e operação do equipamento. A norma de conexão em AT encontra-se em elaboração, mas a tendência é que também não seja permitida a conexão em tape.

Na Copel a definição da forma de conexão depende da capacidade de geração instalada do acessante, sendo que para capacidades inferiores a 1 MW qualquer das conexões citadas pode vir a ser permitida enquanto gerações superiores a esse valor só podem se conectar através de alimentadores ou linhas expressas.

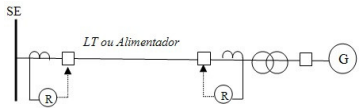
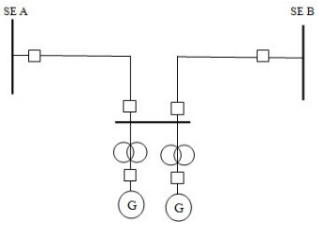
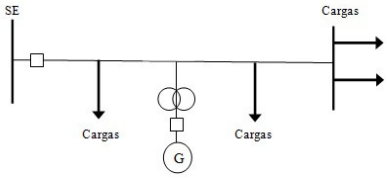
Na Coelba, CPFL, Elektro, Eletropaulo, Enersul, Iberdrola, e na Light não há especificação precisa sobre a forma de conexão, devendo as análises serem realizadas caso a caso. Em todas existe a exigência da presença de um disjuntor de conexão.

Considera-se que a determinação de critérios prévios nas normas de acesso que orientem sobre o arranjo a ser adotado para conexão dos acessantes é uma maneira interessante de reduzir o tempo de análise das solicitações em função da padronização das

possibilidades e também precaver ao acessante sobre a possibilidade de que o investimento necessário para sua conexão seja suficiente para atender ao estabelecimento de configurações mais complexas devidamente adequadas ao critério de menor custo global e menor impacto para o sistema

A Tabela 5.3 resume as configurações permitidas pelas concessionárias que possuem referências mais específicas sobre arranjos.

Tabela 5.3 – Configurações permitidas nos Manuais de Acesso para conexão de GD

Alimentador, LT ou SE exclusiva		**Conexão em "tape" ou "pingo"**
		
BC Hydro, Celesc, Cemig e Copel.	BC Hydro, Celesc AT e Cemig AT.	BC Hydro, Celesc MT e Copel (para G<1 MW)

5.3.2 Requisitos de Proteção e Equipamentos na SE do Acessante

Os manuais das distribuidoras atribuem aos acessantes a responsabilidade pela proteção de suas instalações ou equipamentos de tal maneira que perturbações na rede da concessionária, tais como religamentos automáticos ou surtos de manobras, não causem danos nas unidades de GD. Além desses problemas, são citadas a seguir algumas perturbações relativamente comuns na rede da concessionária que podem ocasionar danos aos acessantes:

Rejeição de carga: essa situação é verificada quando blocos de carga próximos ao local no qual o acessante está conectado são desconectados subitamente, podendo ocasionar sobrevelocidade e sobretensões na máquina do acessante. Os valores de sobrevelocidade e sobretensão passíveis de ocorrência dependem dos parâmetros electro-mecânicos do sistema da distribuidora e da planta de GD;

Auto-excitação de Geradores Síncronos: ocorre durante situações de atendimento das cargas da distribuidora de forma ilhada pelo acessante, onde se verifica que o montante de potência reativa capacitiva do sistema supera a capacidade de absorção do gerador síncrono. Sobretensões resultantes dessa situação podem danificar os equipamentos do acessante e as cargas que estão sendo supridas caso não haja a pronta desconexão da GD nessa situação;

Ressonância Subsíncrona: Condições especiais de funcionamento do sistema durante o atendimento das cargas da distribuidora de forma ilhada pelo acessante podem acarretar trocas de energia indesejáveis envolvendo o conjunto turbina – gerador de uma ou mais usinas em frequências naturais, caracterizando o fenômeno da Ressonância Subsíncrona [54]. Isso ocasiona o surgimento de sobretensões transitórias de valores inaceitáveis, extremamente danosas tanto para os equipamentos do acessante quanto para cargas;

Aceleração dos geradores durante curtos-circuitos: Dependendo da duração do curto-circuito o aumento da velocidade dos geradores que suprem a falta pode levar a perda de sincronismo da unidade de GD. Para evitar esse problema é necessário reduzir os tempos de eliminação da falta pela distribuidora, o que nem sempre é possível em função da necessidade de coordenação entre as proteções. Outra solução passa pelo isolamento imediato das unidades GD diante de tais circunstâncias.

Sendo esses pontos concernentes ao acessante, as exigências de equipamentos para sua instalação só são objetos das normas quando há a possibilidade de afetar direta ou indiretamente a rede elétrica da distribuidora ou influenciar negativamente aspectos de segurança das pessoas envolvidas com a operação e manutenção do sistema.

5.3.2.1 Equipamentos de Interrupção do Circuito

Em todas as normas avaliadas consta a obrigatoriedade da existência de equipamentos adequados à interrupção do circuito, qualquer que seja a condição a qual esteja submetido.

Para conexões em AT os equipamentos de interrupção, também chamados de equipamentos de interligação, são sempre disjuntores enquanto na MT, eles podem ser disjuntores, religadores ou até mesmo fusíveis, conforme a concessionária. A Tabela 5.4 resume os tipos de equipamentos de interrupção que podem ser utilizados no ponto de conexão pelo acessante conforme a concessionária.

Tabela 5.4 – Tipos de equipamento de interrupção exigido na MT

Equipamentos de interrupção permitidos	**Concessionárias**
Disjuntor, religador ou fusíveis	BC Hydro
Disjuntor ou religador com funções de proteção	Celesc, Cemig, Copel, Enersul, Light
Disjuntor	Coelba, CPFL, Elektro, Eletropaulo, Iberdrola

Os elementos de interrupção devem possuir capacidade de abertura compatível com o nível de curto-circuito ao qual ele estará conectado, assegurando a eliminação da contribuição da GD para todos os tipos de faltas na distribuidora, assim como a eliminação da contribuição da distribuidora para faltas em sua planta.

Na BC Hydro, são estabelecidos os tempos máximos de abertura dos disjuntores, tal como mostrado na Tabela 5.5. Nos normas das demais distribuidoras a solicitação é que a abertura se dê o mais rápido possível.

Tabela 5.5 – Tempos máximos de abertura do disjuntores

Concessionária	**Tempo de abertura requerido**	
	AT	**MT**
BC Hydro	287, 345 e 500 kV – 2 ciclos 115, 161 kV e 230 kV– 3 ciclos 69 kV e abaixo – 5 ciclos	8 ciclos

Outra premissa com relação aos equipamentos de interrupção diz respeito à proibição de que o acessante energize inadvertidamente uma região desenergizada da concessionária.

Para cumprir esse requisito é necessário que o acessante instale relés de tensão, normalmente com função de subtensão (27) no terminal da concessionária, e relés de verificação de sincronismo (25) no ponto de conexão. Assim, o restabelecimento da interligação é inibido nos caso de ausência de tensão no circuito da distribuidora, o que é conhecido como supervisão de linha morta ou ainda nos casos de falta de sincronismo entre a distribuidora e a unidade de GD. Para os demais elementos de manobra da planta do acessante também é exigida a existência de esquemas de intertravamento de forma que estando o elemento de interligação fechado, todas as chaves, disjuntores e religadores não supervisionados sejam impedidos de fechar.

Os esquemas de intertravamento, responsáveis pelo estabelecimento de interdependência entre a operação dos elementos, podem ser estabelecidos através de

conexões mecânicas, elétricas, eletromecânicas ou eletrônicas, conforme exigência da distribuidora, mostrada na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 –Intertravamento requerido entre os equipamentos de interrupção e manobra.

Intertravamento Requerido	
Elétrico	**Mecânico**
BC Hydro, Celesc, Cemig, Coelba, Copel, CPFL, Elektro, Eletropaulo, Enersul, Iberdrola e Light	BC Hydro, Celesc (Opcional), Cemig, Coelba, CPFL, Elektro, Enersul (Opcional), Iberdrola e Light

Com relação à verificação de sincronismo (25), utilizada para supervisionar o paralelismo de forma que ele só ocorra se a sequência de fase e defasamento entre geração e sistema forem similares, a norma IEEE 1547 estabelece parâmetros de ajuste para os relés 25 que possibilitam que essa ação aconteça de maneira mais suave possível. A Tabela 5.7 mostra os parâmetros sugeridos para máquinas síncronas.

Tabela 5.7 – Parâmetros de Sincronização para a Interligação de unidades de GD ao sistema.

Capacidade de geração da GD	**Diferença de Frequência permitida**	**Diferença de Tensão permitida**	**Diferença do ângulo de fase permitida**
0 – 500 kVA	0,3 Hz	10%	20°
500-1500 kVA	0,2 Hz	5%	15°
1500 – 10000 kVA	0,1 Hz	3%	10°

Ressalta-se que a sincronização é, na maioria das vezes, uma preocupação para geradores síncronos, que geram tensão antes da sincronização. Por exemplo, mesmo que um gerador de indução atinja a velocidade síncrona através de uma unidade motriz externa antes de ser conectado em paralelo, seu comportamento será similar ao de um motor, portanto não haverá geração de valores de tensão preocupantes. Já as unidades de GD com tecnologia de inversores somente gerarão tensão após conexão com a rede.

Em resumo, a tentativa de conexão da unidade de GD ao sistema só é permitida caso a rede da concessionária tenha sido energizada e haja sincronismo. Ainda sim é prática das distribuidoras não permitir que essa tentativa de conexão se dê através de um restabelecimento automático.

5.3.3 Forma de Ligação do Transformador de Conexão

A seleção do tipo de conexão dos enrolamentos do transformador de interconexão, também conhecido como transformador de conexão ou interligação é de fundamental importância nos estudos de impactos da conexão de geradores no sistema de distribuição. No entanto, não existe uma conexão universalmente aceita como a melhor, já que todas apresentam vantagens e desvantagens.

Por exemplo, os documentos do Cigré [15] e do IEEE [51] citam a configuração Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante) como conexão européia e americana típica para maioria das instalações de GD e também para as instalações de geração das próprias concessionárias. Já na pesquisa realizada com oito concessionárias brasileiras, verificou-se que para interligações de geradores com mais de 1 MW à rede de 13,8 kV, apenas a Cemig adotou essa conexão sendo que todas outras optam pela ligação Delta (concessionária) – Estrela aterrada (acessante). Essa escolha talvez se justifique pelo fato de que as redes brasileiras possuam um nível de curto-circuito fase terra menor em função de um sistema 'mais fraco', o que faz com que qualquer divisão na corrente de sequência zero afete negativamente a sensibilização das proteções de terra da concessionária.

Por outro lado, deve ser levada em conta a suportabilidade dos isolamentos dos equipamentos das concessionárias com transformador de conexão com ligação Delta (concessionária) – Estrela aterrada (acessante), já que esses devem ser projetados para níveis de tensão mais elevados. O atendimento de cargas por ramais monofásicos, que requerem um referência de terra para um funcionamento adequado, é outra questão preocupante.

A Tabela 5.8 mostra os requisitos das distribuidoras com relação à forma de conexão dos enrolamentos do transformador de acoplamento dos acessante na média tensão.

Tabela 5.8 – Conexões do transformador de acoplamento para interligação na MT

Concessionária	Tensões Fase-Fase Padrões da MT [kV]	Lado da conexão		Observação
		Sistema	GD	
BC Hydro	4,16 – 12,47 24,94 – 34,5	Ya	Δ	- Conexão preferêncial - Transformador com tapes fixos (± 2X2,5%)
		Δ	Ya	-Requer instalação de transformador de aterramento e/ou proteção 59N
Celesc	13,8 – 23,00 - 34,5	Δ	Ya	- Transformador com tapes fixos (± 2X2,5%)
Cemig	13,8 – 24,1 – 34,5	Ya	Δ	Transformador com tapes fixos (± 2X2,5%)
		Δ	Ya	- Transformador com tapes fixos (± 2X2,5%) -Somente quando consumidor deseja torna-se GD -Requer instalação de transformador de aterramento e impedância no neutro
Coelba	Não informado	Yisol. ou Δ	Não inform	-
Copel	13,8	Δ	Ya	- Capacidade de geração: 76 a 500 kW
		Ya	Ya	- Capacidade de geração ≥ 501 kW - Para o enrolamento do lado do sistema a relação R0<X0 deve ser observada
	34,5	Ya	Ya	Capacidade de geração: 76 a 300 kW
		Δ	Ya	Capacidade de geração: 301kW a 1 MW
		Ya	Δ	Capacidade de geração: > 1 MW
CPFL	11,9 – 13,8 – 23	Δ	Ya	-
Elektro	13,8	Δ	Ya	O número de tapes e degrau do comutador deve ser definido conforme necessidades específicas
	34,5	Ya	Δ	
Eletropaulo	13,8 – 23 – 34,5	Δ	Ya	-
Enersul	Não informado	Não discriminado		-
Iberdrola	11-13,2-15- 30	Não discriminado		-
Light	13,8 - 25 - 34,5 kV	Δ	Ya	A configuração Y - Δ, poderá ser aceita desde que o acessante disponibilize proteção para detecção de faltas fase terra no lado do triângulo do transformador, atuando no disjuntor entrada e nas proteções internas para desconexão do gerador

Já para conexões em tensões superiores a 34,5 kV, a que se atribui a denominação de alta tensão - AT, existe menos regulamentação e normas. A razão disso é que nem todas as distribuidoras possuem sistemas com níveis de tensão de AT, ou ainda porque as solicitações

de acesso estão mais concentradas na MT. Outro fato relevante é que os sitemas de AT não possuem o mesmo nível de padronização que os sistemas de MT, sendo as análises realizadas caso a caso. Ainda assim, se percebe a tendência brasileira de utilização da conexão Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante), provavelmente devido à maior criticidade que pode vir a ser verificada caso ocorram sobretensões. A Tabela 5.9 mostra os requisitos das distribuidoras com relação à forma de conexão dos enrolamentos do transformador de acoplamento das unidades de GD que se conectam na AT. As distribuidoras Eletropaulo, Elektro, Enersul, Iberdrola e Light não atendem em tensão superior a 34,5 kV, e por isso não constam nessa tabela.

Tabela 5.9 - Conexões do transformador de acoplamento para interligação na AT

Concessionária	**Tensões Fase-Fase Padrões da AT [kV]**	**Lado da conexão**		**Observação**
		Sistema	**GD**	
BC Hydro	69 - 138	Ya	Δ	- Todas conexões são aceitas. -Quando a GD se interliga via conexão em tape, a conexão deve ser Δ-Ya, para eliminar a contribuição de seq. zero. - Transformador com tapes fixos (± 2X2,5%) - Para conexões Δ-Ya é requerida a instalação de transformador de aterramento e/ou proteção 59N
		Ya	Ya	
		Δ	Ya	
Celesc	69 - 138	Ya	Δ	Transformador com tapes fixos (± 2X2,5%)
Cemig	69 - 138	Ya	Δ	Em estudo
Coelba	Não informado	Yisol. ou Δ	Não inform.	-
Copel	69 - 138	Ya	Δ	Capacidade de geração: > 1 MW
CPFL	36,2 até 145 kV	Δ	Ya	-

5.3.4 Aterramento das Instalações do Acessante de GD

Nesse item será avaliada como as distribuidoras tratam o aterramento das instalações do acessante. Para sistemas solidamente aterrados, a premissa considerada nos requisitos leva em conta que durante faltas fase-terra: [51]

- O nível de aterramento da instalação deve ser tal que, não sejam verificadas sobretensões que ultrapassem o limite de suportabilidade dos equipamentos;
- Não haja interferência significativa na coordenação das proteções de terra do sistema elétrico;
- Durante ilhamentos não intecionais e até que haja a desconexão do acessante, o esquema de aterramento deve evitar danos por sobretensão.

De maneira geral, as exigências relativas ao aterramento do ponto de conexão do acessante estão diretamente ligadas à configuração do transformador de interligação. Assim, para conexões Delta do lado da concessionária o sistema deve comporta-se como sendo isolado e proteções de sobretensão devem ser alocadas.

Já quando a conexão é Estrela aterrada do lado da concessionária é necessário que o esquema de aterramento se qualifique como solidamente aterrado. Para isso a relação entre a reatância de sequência zero sobre a reatância de sequência positiva (X0/X+) deverá ser menor que três, enquanto a relação entre a resistência de sequência zero e a reatância de sequência positiva (R0/ X+) seja menor que 1.

A reatância de sequência positiva (X+) a ser considerada no cálculo é a reatância vista da barra do acessante, considerando-se a interligação com a concessionária aberta. Como exemplo, no caso de acessante com um gerador e um transformador de acoplamento, X+ será dada pela soma da reatância de sequência positiva do transformador de acoplamento e da reatância subtransitória de eixo direto do gerador (X´´d). A reatância de sequência zero neste caso corresponde à reatância do transformador de aterramento e deverá ser menor que 3 vezes a reatância de sequência positiva.

5.3.5 Requisitos das Concessionárias Relativos à Proteção da GD

Com relação aos sistemas de proteção, o Procedimento de Distribuição Módulo 3, além de citar a necessidade de dimensionamento adequado dos dispositivos aos níveis de curtos-circuitos planejados, orienta que [16]:

- As proteções das instalações do acessante relativas a linhas, barramentos, transformadores e equipamentos de compensação reativa, devem ser concebidos de maneira a não depender de proteção de retaguarda remota no sistema de distribuição da acessada;
- As proteções do acessante e da acessada devem atender aos requisitos de sensibilidade, seletividade, rapidez e confiabilidade operativa de tal forma a não deteriorar o desempenho do sistema elétrico durante as condições de regime permanente e de distúrbios no mesmo;
- O acessante deve atender aos padrões e instruções da acessada relativamente à capacidade de interrupção de disjuntores e religadores, lógica de religamento, esquemas teleproteção, alimentação de circuitos de comando e controle, medição e registro de grandezas e oscilografia.

De uma maneira geral, as exigências das distribuidoras no que tange à proteção referem-se à utilização de relés digitais multifunção, que devem ter sua funcionalidade reconhecida no mercado, ou ainda serem homologados pela própria distribuidora. Outro requisito diz respeito à necessidade de redundância dos relés de proteção utilizados tanto no ponto de conexão quanto na planta do acessante.

Ressalta-se que há distinção de tratamento para acessantes que operam em sincronismo com a concessionária por tempo indeterminado e acessantes que operam em sincronismo apenas por alguns segundos. A primeira situação é denominada como paralelismo permanente, foco desse trabalho, enquanto a segunda corresponde ao paralelismo momentâneo.

O paralelismo momentâneo é verificado quando consumidores com geração própria entram em paralelo com o sistema somente pelo tempo necessário para que os seus geradores assumam as cargas, ou seja aliviados das mesmas, algo que dura segundos. Outros conceitos úteis referentes aos tipos de acessantes são [55]:

- Autoprodutores com venda de excedentes: são consumidores que têm geração própria em paralelo com o sistema da distribuidora e que vendem o excedente de sua geração para a ela ou a terceiros, usando a rede desta;
- Autoprodutores sem venda de excedentes: são consumidores com geração própria em paralelo com o sistema da distribuidora e que não possuem excedente para venda.

A parametrização dos relés de proteção e a realização dos estudos são de responsabilidade do acessante, cabendo à concessionária a aprovação e sugestão de melhorias. Tais estudos devem avaliar tanto o ponto de conexão quanto a área sob a influência da GD. Por ponto de conexão entende-se o conjunto de equipamentos destinado a estabelecer a conexão na fronteira entre as instalações da distribuidora e do acessante. A Figura 5.1 mostra um exemplo de esquema básico de conexão de acessantes de geração à distribuidora.

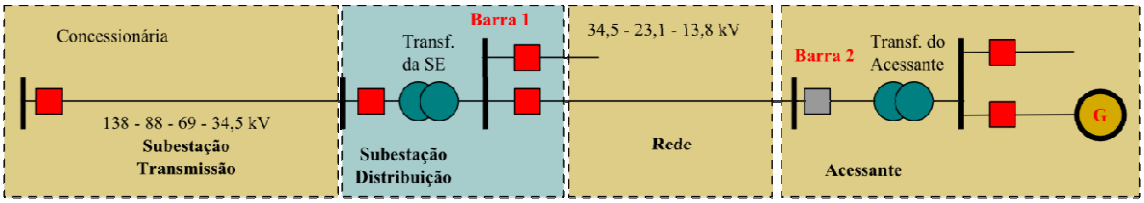


Figura 5.1 – Exemplo do esquema de conexão da GD ao sistema

O ponto de conexão é estabelecido pela distribuidora e pode ser localizado diretamente na barra de uma subestação da concessionária (barra 1), sendo nesse caso a rede ou linha de propriedade do acessante, ou ainda através do secionamento de um elemento de propriedade da concessionária pré-existente (barra 2). Em ambos os casos devem ser observadas as adequações e/ou alterações necessárias para atendimento das normas das distribuidoras.

5.3.5.1 Funções de Proteção

A proteção das instalações ou equipamentos de propriedade do acessante só são objetos das normas quando existe possibilidade de afetar direta ou indiretamente a rede da distribuidora. Tais proteções devem desconectar o acessante em um tempo menor que tempo gasto para sensibilização das proteções da distribuidora. Suas atuações estão direcionadas para abertura do disjuntor de entrada ou dos geradores do acessante.

Nas normas das distribuidoras BC Hydro AT, Celesc, Coelba, Eletropaulo, Iberdrola e Light não há especificação quanto às funções requeridas para planta do acessante. A informação contida nas normas é que os disjuntores instalados no ponto de interligação devem ser acionados por relés secundários, que removam e bloqueiem prontamente a conexão, sempre que ocorrer uma anomalia, tal como curto-circuito, queda de tensão anormal, variação de frequência acentuada, falta de fase ou de fases, etc., no sistema elétrico ou na própria instalação do acessante.

Na Copel a determinação das funções de proteção requeridas se vincula a capacidade instalada de geração do acessante. Nessa norma também são estabelecidas outras condições de operação da rede para as quais deve ocorrer a pronta desconexão do acessante, sendo elas abertura manual do circuito do alimentador na SE e, quando houver, perda do enlace do meio de comunicação da teleproteção. Outra questão relevante é a exigência de realização de estudos de estabilidade pelo acessante que permitam o estabelecimento de ajustes adequados para a proteção de salto de vetor (78).

Estudos de estabilidade transitória e estabilidade eletromecânica também são exigidos pela Elektro e elaborados pela Light e visam avaliar os ajustes do sistema de proteção (27, 59, 59N, 67, 32, 81) nas respostas das principais variáveis elétricas no domínio do tempo como tensões, frequências, potências ativa e reativa, correntes, defasagem angular e potência acelerante.

A Tabela 5.10 mostra as proteções exigidas pelas distribuidoras com a descrição de sua respectiva função. Quando a norma de conexão não faz menção direta a função de proteção, foi considerada a utilização do relé mais simples.

Tabela 5.10 – Proteções exigidas pelas distribuidoras nas instalações da GD

Relé	Descrição	Função	Distribuidoras
21/21N	Relé de distância de fase e neutro	- Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora; - Para a MT é opcional à função 51V;	Cemig
25	Relé de verificação de sincronismo	Permite paralelismo de circuitos quando ambos estiverem dentro de limites prefixados de tensão, frequência e ângulo de fase	BC Hydro, Celesc, Coelba, CPFL, Elektro, Cemig, Copel
27	Relé de subtensão	Proteção do acessante e do sistema da distribuidora contra subtensões. Utilizada principalmente para assegurar que condições mínimas de atendimento a carga estão sendo observadas.	BC Hydro, Celesc, Copel Cemig , CPFL, Elektro e Enersul
32	Relé direcional de potência	Limita o fluxo de potência ativa, injetado ou consumido pelo Acessante, quando necessário.	Copel, CPFL, Cemig, Light, Copel, Elektro e Enersul
46	Relé de sequência negativa	Proteção do gerador do acessante contra correntes desequilibradas.	BC Hydro, Coelba, Copel Celesc, , Cemig , Elektro
47	Relé de sequência de fase de tensão	Proteção do gerador do acessante contra tensões desequilibradas.	Cemig, Celesc, Elektro
50BF	Relé contra defeito disjuntor	Proteção que transfere a atuação da proteção para outros disjuntores quando ocorre falha de abertura do disjuntor principal que recebeu um comando de trip da proteção.	BC Hydro, Copel
50/50N	Relé sobrecorrente instantâneo	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora	Cemig, Celesc, Copel, CPFL, Elektro, Enersul
51/51N	Relé sobrecorrente temporizado		
51GS	Relé Sobrecorrente sensível de terra	Proteção complementar às proteções de sobrecorrente de falta à terra	Elektro
51V	Relé Sobrecorrente com restrição de tensão	- Protege contra faltas fase-fase. - Possibilita a compatibilização geração máx. e contribuição mín. para falta. - Função opcional à 21/21N,	Cemig , Copel, Elektro

Relé	Descrição	Função	Distribuidoras
59	Relé de sobretensão	- Proteção contra sobretensões. - Utilizada para assegurar condições mínimas de atendimento para carga.	BC Hydro, Copel, Cemig, CPFL, Elektro
59N	Relé de desequilíbrio de tensão	- Proteção de tensão de sequência zero para faltas à terra. - Utilizada quando o transformador de conexão possui ligação em Delta do lado da concessionária;	Copel, Cemig, CPFL, Copel, Elektro
60	Relé de desbalanço de tensão	- Proteção a ser instalada no disjuntor da usina com a finalidade de evitar a abertura indevida da concessionária devido a faltas de fase no acessante	Copel
67/67N	Relé de sobrecorrente direcional de fase	- Proteção para faltas no acessante. - Opera como retaguarda para faltas no transformador de acoplamento e no lado de baixa tensão do acessante. - Esta função de proteção poderá ser utilizada para eliminar faltas na rede quando em substituição a função 51V.	Copel, Cemig, CPFL, Elektro e Enersul
78	Relé Salto vetor ou deslocamento de fase	- Proteção que compara os ciclos elétricos indicando se existe ou não deslocamento de fase de tensão. - Utilizado para identificar ilhamento	Copel
81 (O/U)	Relé de frequência	Proteção contra o atendimento de cargas com níveis inadequados de frequência durante ilhamentos.	BC Hydro, Celesc, Coelba, Copel, Cemig, CPFL, Elektro
81 df/dt	Relé de taxa de variação da frequência	Proteção utilizada para detecção de ilhamento, através da detecção de variações lentas de frequência em sistemas isolados, sendo a diferença entre potência ativa gerada e consumida é pequena	Copel

Já a Tabela 5.11 mostra as funções de proteção a serem alocadas no ponto de conexão do acessante. A principal função dessas proteções é eliminar a contribuição do acessante para faltas na distribuidora.

Tabela 5.11 – Proteções exigidas pelas distribuidoras no ponto de conexão da GD

Relé	Descrição	Função	Distribuidoras
21/21N	Relé de distância de fase e neutro	- Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora; - Para a MT é uma função opcional à função 51V;	BC Hydro AT, Copel, Cemig, CPFL, Celesc
25	Relé de verificação de sincronismo	Permite paralelismo de circuitos quando ambos estiverem dentro de limites prefixados de tensão, frequência e ângulo de fase	BC Hydro, Celesc, Coelba, Eletropaulo Light, Cemig, Copel, Iberdrola, Enersul, IEEE Std 1547
27	Relé de subtensão	Proteção contra subtensões. Utilizada principalmente para assegurar que condições mínimas de atendimento a carga estão sendo observadas.	BC Hydro, Celesc, Coelba, Copel, Cemig, CPFL, Elektro, Light, Eletropaulo, Iberdrola, IEEE Std 1547
37	Relé de mínima corrente	Associada à função 46, visa detectar faltas com sequência negativa e redução da corrente.	Copel, IEEE Std 1547
27G	Relé subtensão de neutro	Proteção para detecção de níveis de tensão no neutro inferior ao requerido.	IEEE Std 1547
32	Relé direcional de potência	Limita o fluxo de potência ativa, injetado ou consumido pelo acessante, quando necessário	Celesc, Coelba, Eletropaulo, Cemig, Copel, Iberdrola
46	Relé de seq. negativa	Proteção do gerador contra correntes desequilibradas.	Cemig, Celesc, IEEE Std 1547
47	Relé de seq. de fase de tensão	Proteção do gerador para operação durante desequilíbrios de tensões (opcional à 46)	Coelba, Eletropaulo, IEEE Std 1547 Cemig , Celesc, Light,

Relé	Descrição	Função	Distribuidoras
50BF	Relé contra defeito disjuntor	Proteção para minimizar danos ao sistema e demais equipamentos durante uma falha de abertura do disjuntor que recebeu um comando de disparo da proteção	BC Hydro AT, Copel
50/50N	Relé sobrecorrente instantâneo	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora	BC Hydro AT, Celesc, Coelba, Copel, CPFL, Elektro, Enersul, Iberdrola, IEEE Std 1547 e Light
51/51N	Relé sobrecorrente temporizado		
51GS	Relé de Sobrecorrente sensível de terra	Proteção complementar às proteções de sobrecorrente de falta à terra	CPFL
51V	Relé Sobrecor-rente com restri-ção de tensão	- Protege contra faltas fase-fase na distribuidora ou no acessante. - Necessária quando há dificuldade em compatibilizar geração máxima e contribuição mínima para falta. - Função opcional à 21/21N, sendo que deve haver pelo menos uma delas.	Coelba, Cemig , Copel, Light, IEEE Std 1547
59	Relé de sobretensão	Proteção do acessante e da distribuidora contra sobretensões. Utilizada principalmente para assegurar que condições mínimas de atendimento a carga estão sendo observadas.	Celesc, Coelba, Copel, Eletropaulo, Iberdrola, Cemig, Light , IEEE Std 1547
59N	Relé de desequilíbrio de tensão	- Proteção de tensão de sequência zero para faltas à terra na rede da concessionária ou no acessante. - Utilizada quando o transformador de conexão é ligado em Delta (conces.)	BC Hydro AT, Celesc, Coelba, Eletropaulo, Cemig , Light, CPFL, Elektro, Iberdrola, Copel, IEEE Std 1547

Relé	Descrição	Função	Distribuidoras
64	Relé detector de terra	-Proteção utilizada para detecção de faltas à terra através da verificação de sobretensão de sequência zero . - Opcional a função 59N	Iberdrola
67/67N	Relé de sobrecorrente direcional	- Proteção para faltas no acessante. - Opera como retaguarda para faltas no transformador de acoplamento e no lado de baixa tensão do acessante. - Esta função de proteção poderá ser utilizada para eliminar faltas na rede em substituição à função 51V	BC Hydro AT, Celesc, Coelba, Copel, Cemig, CPFL, Eletropaulo, IEEE Std 1547, Light
78	Relé Salto vetor ou deslocamento de fase	- Proteção que compara os ciclos elétricos indicando se existe ou não deslocamento de fase de tensão. - Utilizado para identificar situações de ilhamento	Copel, Celesc, Eletropaulo, Iberdrola
81 (O/U)	Relé de frequência	Proteção contra o atendimento de cargas com níveis inadequados de frequência durante ilhamentos.	BC Hydro, Celesc, Coelba, Cemig, Copel, Light , Iberdrola, IEEE Std 1547
87	Relé diferencial de linha	Proteção para linha de transmissão com menos de 10 km, que interliga o acessante ao sistema.	Copel, IEEE Std 1547

Em relação à utilização da proteção 67/67N é interessante observar que os relés digitais disponibilizam mais de uma função, cada uma com sua própria direcionalidade. Por exemplos, na Cemig são requeridos dois conjuntos de forma que uma unidade protege contra faltas fase-terra na concessionária enquanto a outra protege contra faltas no acessante e, em alguns casos, no transformador de aterramento. Essa função também pode ser substituída opcionalmente pela proteção 51N quando for possível a definição de ajustes que levem a sensibilização do relé com tempos adequados mediante a faltas na concessionária e no acessante.

Como sistemas telecomunicações contribuem para a melhor funcionalidade dos esquemas de proteção algumas distribuidoras, como a BC Hydro e a Copel, já estabelecem em seu manual a necessidade de disponibilização de sistemas de telecomunicação em alta velocidade e estável. Esses sistemas são usados para a troca de sinais entre terminais do acessante e da distribuidora, a fim de possibilitar a implantação de esquemas de teleproteção, a realização de *transfertrip* do terminal da distribuidora para o acessante, e o acesso remoto aos ajustes dos relés, oscilografias e lista eventos. Outra funcionalidade importante é o monitoramento das condições do banco e baterias que alimentam os relés de proteção e do sistema de recarga das mesmas. A Tabela 5.12 resume algumas outras funcionalidades ligadas aos esquemas de proteção requeridas pelas distribuidoras.

Tabela 5.12 – Outras funcionalidades ligadas aos esquemas de proteção requeridas

Funcionalidade	**Objetivo**	**Concessionárias**
Oscilografia	Registro das formas de onda de corrente e tensão antes, durante e logo depois da ocorrência de uma falta.	Cemig, Copel, CPFL,
Medição de qualidade	Permitir o acompanhamento da qualidade da energia injetada pela GD no sistema tanto em condição normal, quanto durante ilhamento.	BC Hydro AT, IEEE Std 1547, Light
Transfertrip	Garantir a abertura do terminal do acessante mediante ao envio de um sinal de trip da proteção da concessionária	BC Hydro AT, Copel,Iberdrola, IEEE Std 1547, Light,
Remota	Objetiva atender as necessidades de supervisão e controle em tempo real, permitindo a realização de manobras de forma remota e automática a partir do centro de operação	CPFL

5.3.5.2 Ajustes de Frequência e Tensão

A magnitude de tensão e frequência são características fundamentais do sistema elétrico de potência e, portanto, são usados como referências para identificação e controle de suas condições de operação. Além disso, valores inadequados desses parametros submetem as cargas e equipamentos a riscos elevados de danos.

As proteções de sobretensão (59), subtensão (27), sobrefrequência (81o) e subfrequência (81u) são ajustadas para detectar situações potencialmente danosas para o acessente e para a distribuidora, que podem ocorrer estando o acessante conectado ao sistema ou não. Essas funções de proteção também podem ajudar na detecção de situações em que o acessante continua alimentando as cargas da concessionária mesmo sem a presença das mesmas, ou seja, durante ilhamentos não intencionais.

O desafio do ajuste dessas funções está na definição do equilibrio ideal entre os limites de atuação das proteções e suas respectivas temporizações. Isso porque, se por um lado desvios de tensão e frequência podem causar danos aos equipamento, por outro, atuações muito rápidas podem levar a desarmes por uma variedade de questões alheias ao acessante, tal como afundamento de tensão causados por curto-circuitos em pontos distantes do sistema.

À medida que a quantidade de acessantes aumenta, cresce também a importância da GD para a manutenção da estabilidade do sistema e a recuperação dos níveis adequados de frequência durante grandes pertubações. Isso porque, se as unidades de GD são desconectadas durante variações de frequência sistêmicas, maior é o desequilibrio entre a carga e a geração a ser restaurado, resultando assim em maior risco de blecautes.

A literatura pesquisada indica que já foi constatada a influência da desconexão de acessantes durante problemas sistemicos. O relatório emitido pela European Regulators' Group for Electricity and Gas – ERGEG, sobre o distúrbio no sistema de potência europeu em novembro de 2006, aponta que a desconexão de uma significativa quantidade de acessantes em função de desvios da frequência dificultou a restauração das condições seguras de operação. Nesse caso, embora as unidades de GD fossem de pequena capacidade, elas se apresentavam em grande quantidade e não estavam submetidas ao controle direto do operador do sistema. Também foi constatado que em função de tais unidades serem conectadas ao sistema de distribuição, elas estavam submetidas a exigência de desempenho e requisitos de proteção mais flexíveis. Nesse caso, a frequência do sistema atingiu 49 Hz, 1 Hz abaixo da frequência normal, e as funções de subfrequência dos acessantes estavam ajustadas para

operar com 49,5 Hz, resultando então na desconexão mencionada de uma grande quantidade de acessantes.

Outro distúrbio sistêmico que levou à desconexão danosa de acessantes ocorreu em maio de 2008 no Reino Unido [8]. Nessa ocorrência, a saída de várias unidades de GD acelerou o colapso de frequência, levando a um grande corte de carga. Os ajustes de frequência normalmente utilizados para os acessantes desconectados estava em torno dos 47 Hz, sendo que a frequência normal de operação é 50 Hz.

Esses eventos fizeram com que os operadores de sistema europeus reconsiderassem os critérios de ajuste dos relés de subfrequência dos acessantes, de forma a coordená-los com os ajustes utilizados nos relés de subfrequência das cargas.

No Brasil, embora os ajustes exigidos pelas concessionárias para os relés relacionados a frequência e tensão sejam os mais variados possíveis, conforme mostra a Tabela 5.13, ainda não há registro de ocorrências nas quais a desconexão de acessantes agravou o distúrbio. No entanto, tendo em vista o aumento da penetração de unidade de GD e a fim de evitar a ocorrência de tais problemas, já existe a preocupação do Operador Nacional do Sistema – ONS de realizar uma análise da estabilidade do sistema interligado nacional, a fim de identificar os valores de frequência a serem ajustados nos acessantes de geração. O ONS ja realiza esses tipo de estudo para definição do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC.

Conforme citado, a Tabela 5.13 traz um apanhado dos ajustes das proteções de tensão e frequência exigidos pelas concessionárias em suas repectivas normas de acesso. Nessa tabela foram inseridas as considerações do Procedimento de Distribuição (Prodist) Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica, referente aos valores de frequência e tensão considerados fora dos padrões aceitáveis de operação como referência para avaliação das requisições

Tabela 5.13 – Ajustes das proteções de frequência e tensão exigidos pelas concessionárias

Concessionária	Subtensão - 27		Sobretensão - 59		Subfrequência - 81u		Sobrefrequência - 81o	
	Ajuste [pu]	Tempo [s]	Ajuste [pu]	Tempo [s]	Ajuste [Hz]	Tempo [s]	Ajuste [Hz]	Tempo [s]
BC Hydro AT	0,9	10	1,1	5	57,8	7,5	61,6	30
	0,8	2	1,2	2	57,3	7,2	-	-
	0,75	0,8	1,25	0,8	56,8	1,15	-	-
	0	0	1,3	0	56,4	0	61,7	0
BC Hydro MT	0,5	0,16	1,06	1	57,8	7,5	61,6	30
	0,9	2	1,2	0,16	57,3	7,2	-	-
	-	-	-	-	56,8	1,15	-	-
	-	-	-	-	56,4	0	61,7	0
Cemig	0,8	10	1,1	10	58,5	10	62	30
	0,7	1,5	1,2	0,5	57,5	5	63,5	10
	-	-	-	-	56,5	0	66	0
Elektro	0,8	1	1,2	1	57	0,15	63	0,15
Iberdrola	0,85	0,6	1,1	0,6	-	-	-	-
Light	0,6	1	1,09	1	59,7	0,1	60,3	0,1
	0,96	30	1	30	-	-	-	-
IEEE Std 1547	0,5	0,16	1,2	0,16	59,8	0,16	60,5	0,16
	0,88	2	1,1	1	57	0,16		
Prodist_Módulo 8	0,93	-	1,07	-	59,5	30	60,5	30
	0,95	-	1,05	-	57,5	5	63,5	10

No intuito de uma melhor comparação dos valores foram elaborados os gráficos mostrados nas figuras a seguir. Neles são apresentados os valores de atuação das proteções exigidos em cada concessionária com suas respectivas temporizações.

Na Figura 5.5.2, observa-se que a maioria das concessionárias utiliza dois estágios de atuação da função de subtensão. Com exceção da Light, onde se a tensão permaneçer em 0,96 pu por mais de 30 segundos haverá atuação da proteção, todas as outras concessionárias julgam que somente valores inferiores a 0,9 pu devem levar a atuação da proteção dentro de intervalos que vão de 10 a 0,16 segundos. O Prodist considera critico níveis de tensão

inferiores a 0,93 pu, para valores nominais de 69 a 230 kV, e 0,95 pu para valores de 1 a 69 kV.

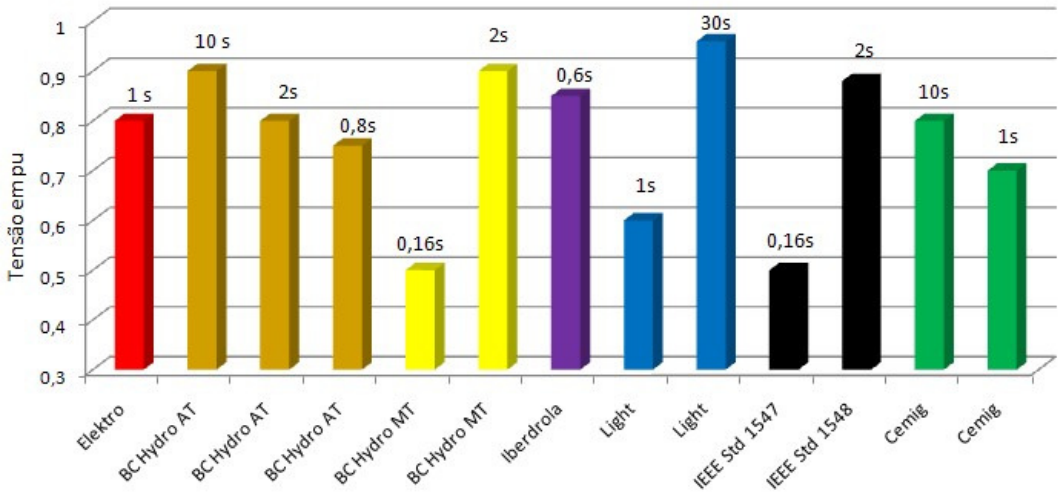


Figura 5.5.2 - Ajustes da proteção de subtensão (27) em cada concessionária

A atuação da proteção de sobretensão também ocorre em dois estágios na maioria das distribuidoras, conforme Figura 5.5.3. Também para essa proteção, a norma da Light se apresenta como exceção, sendo que o primeiro estágio de atuação da função 59 ocorre quando a tensão atinge 1 pu por mais de 30 segundos. Nas demais empresas, somente valores superiores a 1,05 pu ocasionam atuação da proteção dentro de intervalos que vão de dez a 0,16 segundos. O Prodist considera critico níveis de tensão superiores a 1,07pu, para valores nominais de 69 a 230 kV, e 1,05 pu para valores de 1 a 69 kV.

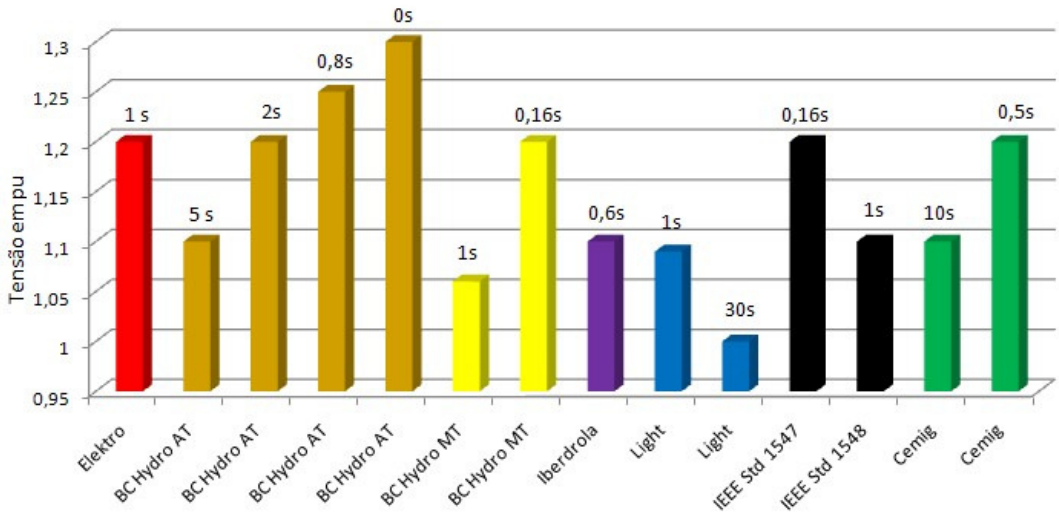


Figura 5.5.3 - Ajustes da proteção de sobretensão (59) em cada concessionária

Na maioria das concessionárias, também é exigido de dois a três estágios nas proteções de subfrequência e sobrefrequência, conforme mostram as Figura 5.5.4. e Figura 5.5.5. O Prodist estabelece que em regime permanente a frequência pode variar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Durante distúrbios no sistema, o Prodist também estabelece que as instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz no prazo de trinta segundos , de forma a permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração. Ele permite ainda sobrefrequências maiores que 62 Hz por trinta segundos e 63,5 Hz por dez segundos e subfrequencias inferiores a 58,5 Hz por dez segundos e 57,5 Hz por no máximo cinco segundos. Considera-se ainda que, mesmo em condições extremas, a frequência do sistema não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz. Dentre as normas analisadas, somente a Cemig considera os valores estabelecidos no Prodist.

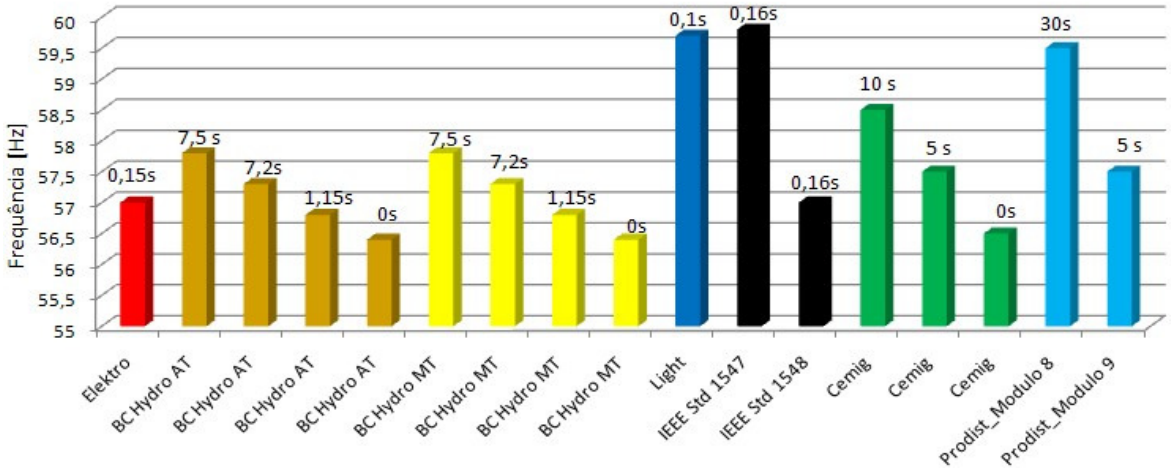


Figura 5.5.4 - Ajustes da proteção de subfrequência (81u) em cada concessionária

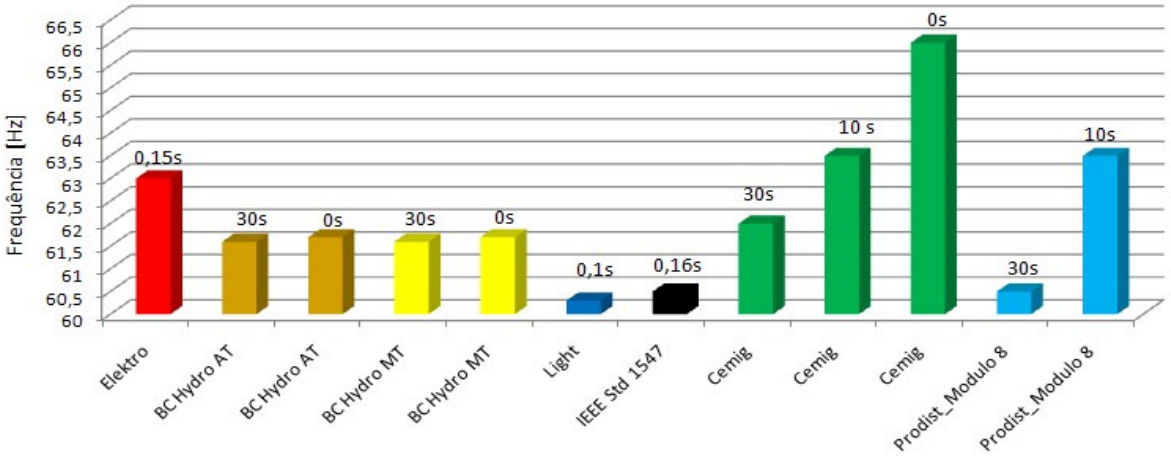


Figura 5.5.5 - Ajustes da proteção de sobfrequência (81o) em cada concessionária

5.3.5.3 Religamento Automático - RA

A manutenção dos esquemas de RA quando há unidades de GD conectadas ao sistema é mais complexa, devido aos sérios riscos de um fechamento sem sincronização entre os geradores que estejam atendendo cargas de forma ilhada e a concessionária. Por isso, além da exigência de pronta desconexão da GD diante da perda da concessionária, as normas de acesso ressaltam que as distribuidoras não se responsabilizam por danos causados nos equipamentos dos acessantes decorrentes de paralelismos fora das condições de sincronismo. Portanto é fundamental que a unidade de GD tenha pleno conhecimento dos tempos de realização de RA da concessionária a que se encontra conectada, a fim de ajustar suas proteções da maneira mais adequada. Essa informação é tão importante que consta inclusive nos acordos operativos celebrados entre acessante e distribuidora.

Ainda assim, vale lembrar que a realização de uma tentativa insatisfatória de RA pode impactar os indicadores de qualidade da distribuidora estabelecidos pela ANEEL, tal como a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC, e aumentar seus custos com manutenção e pessoal. Desta forma, também é do interesse da concessionária que o risco de fechamento fora de sincronismo seja minimizado.

A determinação do tempo de realização do religamento automático pela concessionária leva em conta, além da eliminação completa do curto-circuito, o tempo gasto para restabelecimento do equipamento de interrupção, seja ele um disjuntor ou religador e ainda a segurança de terceiros. Deste modo, tempos de RA muito curtos podem não ser suficientes para eliminação da falta e retorno das condições normais de operação do elemento interruptor. Por outro lado, tempos muito longos podem expor a população ao risco de choque elétrico causado pela reenergização de circuitos submetidos a falhas permanentes, como cabo partidos, ou ainda, reduzir a estabilidade do sistema.

Outra justificativa para utilização de pequenos tempos de RA, levantada pela Elektro, refere-se à manutenção de atuações seletivas entre proteções de falta à terra de alta impedância, ajustadas com os menores valores disponíveis, e chaves fusíveis. Isso porque os elos fusíveis alteram suas características quando estão aquecidos e assim quanto mais rápido o religamento, maior será a probabilidade de uma atuação seletiva da proteções e do elo fusível para faltas de alta impedância a jusante de elo fusível. A Tabela 5.14 mostra os tempos de RA das distribuidoras.

Tabela 5.14 – Tempo de RA das Distribuidoras

Concessionária	**Religamento Automáticos de Linhas de Transmissão**		**Religamento Automáticos de Alimentadores**	
	Quantidade	**Tempo [s]**	**Quantidade**	**Tempo [s]**
Celesc	1	3	1	5
Cemig	2	3 e 175	2	10 e 15
Coelba	Sem informação	Sem informação	3	2, 5 e 10
Copel	1	2	3	0,6, 5 e 20
CPFL	1	0,4 ou 0,25	2	5 e 30 ou 1 e 25
Elektro	2	0,5 e 60	2	0,5 e 40
Eletropaulo	2	1 e 15	3	1, 25 e 35
Enersul	Sem informação	Sem informação	1	5
Iberdrola	Sem informação	Sem informação	1	1
Light	Sem informação	Sem informação	2	3 e 15

As recomendações dos relatórios IEEE 1547 e Cigré WG B5.34 sugerem a utilização de tempos de RA entre 1 e 2 segundos. No entanto, os dados da Tabela 5.14 mostram que 50% das distribuidoras realizam seu primeiro RA com tempos entre 250 ms e 1 s para linhas de transmissão. Para alimentadores, essa condição não é diferente já que em 55% dos casos a primeira tentativa de RA também ocorre com tempo menor que um segundo. Portanto, todo o processo de desconexão e bloqueio do acessante deve acontecer com um tempo menor que um segundo.

Como a elevação do tempo de RA pode ser complicada em muitos casos, outras soluções passam por submeter à efetivação do religamento a uma avaliação das condições de energização do sistema que foi temporariamente desconectado. Para isso, algumas concessionárias já utilizam relés de verificação de sincronismo ou ainda a supervisão de linha morta. A supervisão de linha morta se baseia em um relé de sobretensão e, assim como o relé de verificação de sincronismo, tem contatos ou lógicas que não permitem a realização do RA caso as condições não sejam adequadas. Assim, o comando para religamento somente será dado se a linha do acessante estiver desenergizada ou se houver sincronismo entre a região ilhada e o sistema elétrico. A Figura 5.5.6 ilustra o esquema de verificação de sincronismo.

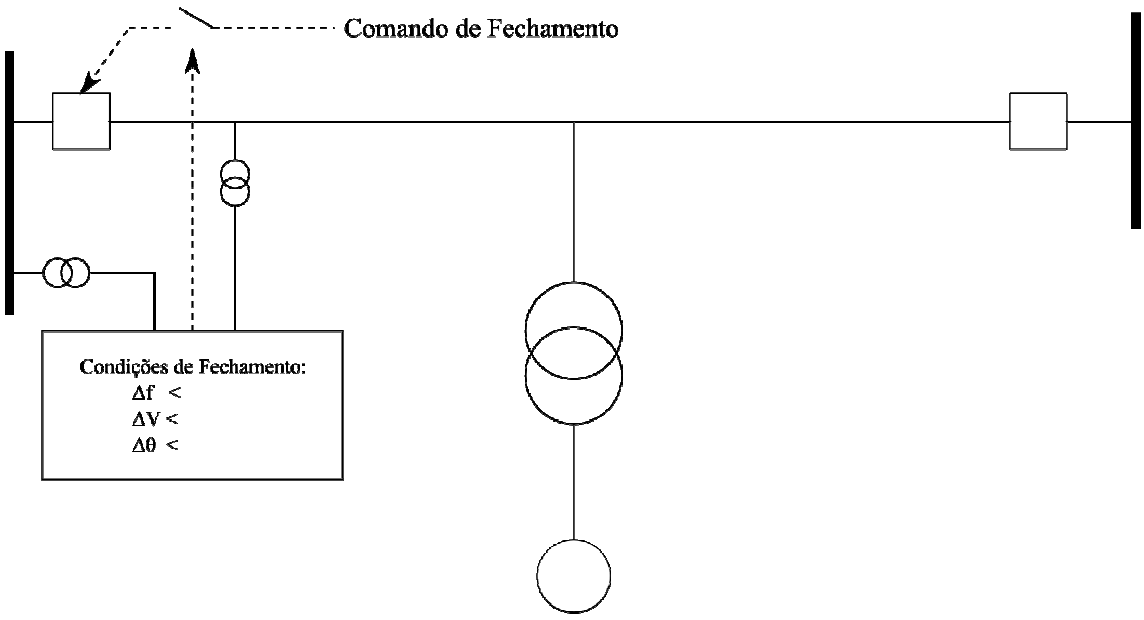


Figura 5.5.6 - Esquema de verificação de sincronismo – Fonte [15]

Ressalta-se que essas alternativas também prejudicam a qualidade do atendimento, já que elas podem impedir o pronto restabelecimento das cargas, sendo, portanto considerada retaguarda dos esquemas de proteção principal baseada em transferência do sinal de abertura da concessionária para o elemento de desconexão do acessante, conhecido como *tranfer trip*, ou ainda de proteções antilhamento.

Com relação ao restabelecimento do acessantes, apenas a Cemig permite que ele efetue RA, desde que vinculado a um sistema de verificação de linha viva e verificação de sincronismo. Nas outras concessionárias, deve haver o bloqueio do disjuntor ou religador de interligação, de forma a impedir qualquer tentativa de restabelecimento automático. Na Coelba, a tentativa de conexão do acessante só pode ocorrer após 90 segundos da estabilização de tensão e frequência do sistema.

5.3.5.4 Manutenção dos Equipamentos e Sistemas de Proteção pela GD

Apesar dos acessantes terem integral responsabilidade pelas manutenções corretiva e preventiva periódica de todas as instalações e equipamentos de sua propriedade, existe a preocupação das distribuidoras relativas a melhor forma de garantir que não haja alterações dos ajustes aprovados e como será o processo de manutenção dos equipamentos de proteção.

De fato, essa preocupação é relevante quando se leva em consideração que todas os requisitos, estudos e definições relativas à proteção do sistema com GD não tem função diante de sistemas de proteção inoperantes, tal como aconteceria se houvesse falha no banco de baterias que alimenta os relés de proteção, ou ainda se o disjuntor ou religador falhasse no momento de sua abertura. Ressalta-se que a responsabilidade legal pelo atendimento dos consumidores em condições adequadas e a segurança de terceiros cabe a distribuidoras. Por isso, a questão referente à forma de imputar responsabilidades legais aos acessantes por danos a pessoas e equipamentos causados por falhas em sua planta requer ainda mais atenção, e talvez devesse ser tratada no âmbito da ANEEL ou do ONS.

Para amenizar os riscos, a Light exige que o acessante mantenha em seu poder os relatórios e registro de todos os eventos de operação ou manutenção dos equipamentos e sistemas de proteção. A periodicidade e os critérios de manutenção, de acordo com a complexidade de cada autoprodutor, estão contemplados nos Acordos Operativos. Esses documentos devem estar disponíveis, em qualquer tempo, para a análise da Light, e no caso de desaparecimento desses relatórios, o acessante é responsabilizado por todas as questões que deles dependam. Também é uma exigência da Light que a GD conceda livre acesso a suas instalações para que seja realizada a fiscalização das condições e manutenção do sistema de interligação.

Exigências semelhantes também constam nas normas de acesso da Eletropaulo, Celesc, Copel, Elektro, Iberdrola. Já a CPFL somente efetua inspeções nas instalações para detectar eventuais anomalias caso ocorram comportamentos inesperados dos sistemas de proteção do acessante.

Cabe ressaltar que, dada a quantidade de acessantes conectados e em processo de conexão ao sistema, a fiscalização de cada instalação de GD se tornará cada vez mais onerosa. Assim, sugere-se que os agentes reguladores do sistema criem uma base de dados nacional alimentada pelos relatórios de manutenção dos acessantes sem que isso signifique a retirada de suas responsabilidades legais perante erros.

5.3.5.5 Ilhamento

Em condições normais de operação, nenhuma distribuidora permite o atendimento ilhado de suas cargas por acessantes de GD. No entanto, é exigido dos acessantes, principalmente dos geradores síncronos, que eles estejam preparados para atendimento de cargas em situações emergenciais, o que nem sempre se verifica.

A grande preocupação das concessionárias com relação ao ilhamento refere-se à elaboração de estudos dinâmicos que estabeleçam o comportamento da GD durante o atendimento de cargas e os ajustes necessários para garantir a segurança e qualidade do atendimento. Isso porque há uma grande dificuldade na obtenção de informações precisas sobre os equipamentos que compõem a planta do acessante e também porque estudos dinâmicos não fazem parte do dia-a-dia das distribuidoras, sendo então necessária a formação de mão de obra especializada para realização e avaliação dessas análises.

A Tabela 5. resume as práticas relacionadas a minimizar a possibilidade ou as causas de ilhamentos não intencionais adotadas em várias concessionárias.

Tabela 5.12 - Ações para evitar /minimizar as consequências de ilhamentos não intencionais.

Concessionária	Proteção contra Ilhamento
BC Hydro	Em princípio, a BC Hydro não permite o atendimento de suas cargas por acessantes, mas informa que isso pode acontecer em circunstâncias especiais.
Cemig	A operação ilhada só é aceita em situações de emergência, evitando interrupções de longa duração no fornecimento de energia. No caso de geradores síncronos, a operação ilhada pode ser permitida a pequenas centrais hidrelétricas com capacidade superior a 1 MW. A operação de pequenas centrais térmicas não é permitida.
Copel	A Copel não permite a operação ilhada, mas todos os geradores distribuídos devem estar preparados para assumir sua própria carga ou parte da carga do sistema de distribuição, em condições específicas
CPFL	O disjuntor do alimentador deve ser supervisionado por relé de bloqueio de tensão, o qual deve impedir seu fechamento caso haja tensão na rede proveniente do gerador distribuído.
Elektro	Não é permitida a energização de circuitos da concessionária pelo gerador distribuído. Logo, relés de tensão devem ser instalados no disjuntor da interligação.
Eletropaulo	Recomenda-se a instalação de relés de tensão que impeçam o fechamento do disjuntor de interligação, quando o circuito da concessionária estiver desenergizado.

5.4 Comentários Finais sobre os Requisitos das Distribuidoras

A análise das normas de acesso das distribuidoras brasileiras leva às seguintes conclusões:

- Na maioria das normas, as exigências referentes às funções de proteção não estão diretamente relacionadas ao tipo de tecnologia de GD.
- A maioria das distribuidoras atribui a proteções de sobrefrequência, subfrequência, sobretensão e subtensão a função de evitar ilhamentos. No entanto, o risco de falha dessas proteções, principalmente em condições onde há equilíbrio entre carga e geração, leva a necessidade de avaliação pelas distribuidoras sobre a inserção de proteções salto vetor ou df/dt. Para condições onde o valor da geração é maior que a carga, a utilização de esquemas de transfertrip também deve ser considerada.
- Considera-se que algumas normas de acesso deveriam conter um maior detalhamento a respeito de suas exigências, a fim de evitar mal entendidos.
- A uniformização das exigências dos requisitos de proteção entre as distribuidoras facilitaria a discussão técnica entre grupos de GD com atuação nacional, além de permitir que equipamentos com atributos especiais sejam desenvolvidos pelos fabricantes, como por exemplo, religadores com funções de direcionalidade e com identificação das condições de tensão na linha.
- A utilização de medidores de qualidade nos pontos de conexão também deveria ser avaliada pelas distribuidoras, já que, por exemplo, durante ilhamentos inesperados, as condições de atendimento dos consumidores podem ser monitoradas.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Incentivos governamentais fizeram com que a Geração Distribuída (GD) despontasse como uma nova possibilidade de exploração do mercado de energia. Localizada, por definição, próxima aos centros de carga, as unidades geradoras conectadas à rede de distribuição, além de suprirem a energia demandada localmente, possuem condições próprias para desempenhar um papel importante no conjunto do sistema elétrico. Até mesmo quando fora de operação, como é o caso dos geradores de emergência, a GD propicia o aumento da reserva de potência junto à carga, reduzindo os riscos de instabilidade e aumentando a confiabilidade do suprimento.

Outro fator propulsor da GD está ligado ao forte apelo da sociedade pela utilização de fontes renováveis de energia. Na matriz energética brasileira, as fontes renováveis respondem por 75% da geração de energia elétrica, sendo elas: Pequenas Centrais Elétricas, Termelétricas a Biomassa, Energia Eólica e Energia Solar. Dentre as tecnologias de GD que utilizam combustíveis fósseis cita-se: Motores de Explosão a Pistão, Microturbina a Gás e Motores *Stirling*.

No entanto, a rápida e irreversível intensificação da presença da GD nos sistemas, com a conexão cada vez mais freqüente de acessantes em todos os níveis de tensão das distribuidoras, tem impacto significativo no paradigma estabelecido de planejamento, operação e manutenção do sistema elétrico.

Para proteção contra curtos-circuitos, a correta avaliação dos impactos ocasionados pela GD e a determinação de esquemas efetivos a serem usados passa pela compreensão das características do sistema de potência e do conhecimento das filosofias adotadas na média e alta tensão pelas distribuidoras. Dentre as características do SEP, as mais importantes se referem às condições de aterramento, configurações da conexão da GD e as formas de ligação dos transformadores de acoplamento e seus respectivos aspectos positivos e negativos.

A alteração da premissa de operação dos sistemas de distribuição, originalmente concebidos para operação de forma radial, com apenas uma fonte e um sentido para o fluxo de potencia, é a principal razão a que se atribuem os impactos ocasionados à proteção contra faltas pela GD. Essa influência será tanto maior quanto maior for à penetração da GD no sistema.

Entre os impactos mais relevantes causados na proteção contra falta pela presença da GD nos sistemas das concessionárias, destacam-se:

- Subalcance dos relés de distância, fazendo com que a eliminação da falta dure mais tempo do que o necessário e consequentemente aumentando o estresse ao qual o sistema elétrico é exposto durante uma falta, ou ainda, ampliando a duração de afundamentos de tensão causados pela circulação da corrente de curto-circuito;
- Operação indevida dos relés de sobrecorrente direcionais que podem ser levados a atuar para correntes contra a sua direcionalidade (correntes reversas);
- Descoordenação ou ausência de seletividade nos sistemas de média tensão, dificultando também a localização de faltas, aumentando o tempo da interrupção e o custo de manutenções;
- Dificuldades na definição do melhor ajuste para a proteção de retaguarda de uma porção do sistema em caso de indisponibilidade de sua proteção principal, com a presença de plantas de acessantes com mais de uma máquina. Essa questão é importante na medida que as unidades de GD podem operar em diversas configurações, impondo diferentes contribuições para faltas no sistema das concessionárias sem ser possível por parte delas nenhum controle da situação;
- Possibilidade de inviabilização da manutenção de transformadores de aterramento devido a dificuldades de ajuste provisório de relés de proteção sensibilizados pelas tensões de deslocamento de neutro, as quais são reduzidas pela presença de GD, em sistemas em que a referência de terra é dada por esse transformador e cuja indisponibilidade acarreta a inexistência de corrente de sequência zero em faltas envolvendo à terra .

Outra discussão trazida à tona pela presença de GD diz respeito aos benefícios e inconvenientes da operação ilhada do sistema. Por exemplo, um ilhamento pode interferir no restabelecimento do sistema e ocasionar novos e indesejáveis desarmes ou danos aos equipamentos da concessionária ou do acessante. Atualmente as concessionárias preferem não assumir os danos potenciais de um restabelecimento ou reconexão do seu sistema sobre um acessante em operação ilhada, empregando outras medidas e esquemas de proteção para evitar o religamento automático nessas situações.

Como última parte desse trabalho foi realizado um levantamento dos requisitos de proteção das normas de acesso das distribuidoras brasileiras do sul, sudeste e centro-oeste. Esse levantamento foi realizado de forma conjunta com tais distribuidoras através de um

grupo de discussão sobre GD e teve como objetivo disseminar informações e experiências relevantes sobre GD, e, observando as particularidades de cada concessionária, elencar itens passíveis de padronização assim como as melhores práticas relacionadas à acessantes.

Para isso foram comparadas questões como formas de conexão da GD ao SEP permitidas pelas distribuidoras, requisitos de funções de proteção, ajustes das unidades de sobrefrequência, subfrequência, sobretensão e subtensão, exigências relativas a equipamentos de interrupção do circuito, forma de aterramento, religamento automático, manutenção dos equipamentos do acessante e ilhamento. Finalmente, algumas conclusões e sugestões são dadas com o intuito de melhorar a funcionalidade e aplicabilidade de tais normas.

7 TRABALHOS FUTUROS

Tendo em vista que as questões sobre GD envolvem diversas áreas, muitos são os estudos que ainda podem ser aprofundados. Questões relativas a estabilidade do sistema de distribuição e estudos dinâmicos mediante a alta penetração de unidades de GD, o referênciamento das exigências de proteção ao efetivo comportamento de cada tecnologia de GD durante condições de falta e o aprofundamento do conhecimento sobre as possibilidades de realização de ilhamentos intencionais ou não-intecionais, são apenas exemplos de pontos de aprofundamentos.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] FERREIRA, Omar Campos, O Sistema Elétrico Brasileiro. Economia e Energia, n.32, mai.2002. Disponível em: <http://ecen.com/eee32/sistelet.htm> Acesso em: 10 fev. 2010.

[2] PIRES, José Cláudio Linhares, Desafios da Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro. Textos para Discussão, n.76, Rio de Janeiro, mar.2000.

[3] ENERGY BRASIL, Duke. Histórico do Setor Elétrico. Guia do Cliente Livre. Disponível: <http://www.duke-energy.com.br/negocios/cliente_livre.asp >. Acesso em: 10 fev. 2010.

[4] COGENRIO, O que é Geração Distribuída. Disponível em: <http://www.cogen rio.com.br/Prod/OQueEGeracaoDistribuida.aspx >. Acesso em: 8 fev. 2010.

[5] MIGUEL, Katarini Giroldo, Proinfa – Incentivo a fontes alternativas de energia. Revista Com Ciência, São Paulo,2004. Disponível em <http://www.com ciencia.br/reportagens/2004/12/12.shtml>. Acesso em: 10 fev. 2010.

[6] TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno, Geração de Energia Elétrica no Brasil. 1ª.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

[7] ELETROBRÁS, Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas. 2005. Disponível em: <http://www.eletrobras.gov.br/EM_ Programas_PCH-COM/capitulos.asp> Acesso em: 10 fev. 2010.

[8] ANEEL, Banco de Informações da Geração. Disponível em < http://www.aneel.gov.br/ aplicacoes/ capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp > Acesso em: 23 mar. 2012.

[9] FILHO, Geraldo Lúcio Tiago et al. Um Panorama das Pequenas Centrais no Brasil. V Simpósio de Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas. Florianópolis, 2006.

[10] CORTEZ, L. A. B.; BAJAY, S. V.; BRAUNBECK, O. Uso de resíduos agrícolas para fins energéticos: o caso da palha de cana-de-açúcar. Revista Brasileira de Energia, Rio de Janeiro, v. 6, n. 1, p. 66-81, jan./ jun. 1999.

[11] ANEEL, Atlas de Energia Elétrica - 3ª Ed.: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689 > Acesso em: 15 fev. 2011.

[12] INTERNACIONAL RENEWABLE ENERGY. Energia Renovável: Eólica e Mares. Disponível em <http://www.internationalrenewablesenergy.com/index.php?pag=con teudo&id_conteudo=2946&idmenu=201&eolica-e-mares> Acesso em: 15 fev. 2010.

[13] WIND ENERGY – THE FACTS. Chapter 2: Projecting Targets for the eu-27 up to 2030. Disponível em: < http://www.wind-energy-the-facts.org/en/scenarios-and-targets/chapter-2-projecting-targets-for-the-eu-27-up-to-2030/>. Acesso 15 fev. 2010.

[14] HADDAD, Jamil; LORA, Electo Eduardo Silva. Geração Distribuída – Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais. 1ª.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006

[15] CIGRÉ Working Group B5.34, The Impact of Renewable Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation. Agosto de 2010.

[16] ANEEL. PRODIST. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Revisão 3 de 12 de abril de 2011. Disponível em http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82, acesso em 9 de novembro de 2011.

[17] JAVADIAN S., HAGHIFAM M., and REZAEI N.. A fault location and protection scheme for distribution systems in presence of DG using MLP neural networks. *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting.* Julho de 2009, pp. 1-8.

[18] CALDERARO V., PICCOLO A., GALDI V., and SIANO P., Identifying fault location in distribution systems with high distributed generation penetration, *IEEE AFRICON 2009,* pp. 1–6. Set. 2009.

[19] CHAO Y., XIANGJUN Z., and YUNFENG X. Improved algorithm for fault location in distribution network with distributed generations. *Int. Conf. Intelligent Computation Technology and Automation*, vol. 2, pp. 893–896. Out. 2008.

[20] BRETAS A. and SALIM R., Fault location in unbalanced DG systems using the positive sequence apparent impedance, *IEEE/Power Eng. Soc. Transmission Distribution Conf. Expo.: Latin America,* pp. 1–6. Ago.2006.

[21] BRAHMA, Sukumar M. Fault Location in Power Distribution System With Penetration of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, n°. 3, pp. 1545–1553. Jul. 2011.

[22] IEEE, Working Group D3. Impact of Distributed Resource on Distribution Relay Protection. Ago. 2004.

[23] MOZINA Charles J. Interconnect Protection of Dispersed Generators. Proceedings of the Georgia Tech Relay Conference, Mai. 1999.

[24] DUGAN Roger C., MCDERMOTT Thomas E. Distributed Generation: Operating conflicts for Distributed Generation Interconnected with Utility Distribution System. IEEE Industry Applications Magazine, março/abril de 2002.

[25] ARAUJO, Antonio E. A. . Notas de Aula - Transitórios Eletromagnéticos em SEE. Departamento de Engenharia Elétrica da UFMG. Março de 2001.

[26] BEHRENDT, Ken. Proteção para Fontes Delta Não Esperadas. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. New Berlin, WI USA, 2002.

[27] BLACKBURN, J. Lewis. Protective Relaying, Principles and Practices. Copyright 1987 by Marcel Dekker, Inc.

[28] GUIMARÃES, Carlos Alberto M et al. Interconexão de Geradores com o sistema Elétrico de Distribuição. Universidade Federal de Itajubá.

[29] COLEÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Vol. 2–Eletrobrás. Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição. 1ª.ed. Rio de Janeiro: Campus/ Eletrobrás, 1982.

[30] SALESSE, Antonio Vitor ; MARQUES, Ronaldo Fernandes . Aspectos Relativos à Conexão de Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. International Congress on Electricity Distribution- CIDEL 2006 – Argentina.

[31] BORTONI, Edson da Costa; HADDAD, Jamil. Interconexão de Sistemas de Geração Distribuída. 1ª.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

[32] HODGKINSON, G., System implications of embedded generation and its protection and control, in Proc. IEE Colloquium on System Implications of Embedded Generation and Its Protection and Control, pp. 1/1-1/15, Fev. 1998.

[33] BARKER, Philip P., MELLO, Robert W. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. Power Technologies, Inc. 2000

[34] MATTISON, Catherine M. Protective Relaying for the Cogeneration Intertie Revisited. Conference Record of the 1995 IEEE. Volume 2, Oct 1995.

[35] N. Miller, Z. Ye, "Distributed generation penetration study," National Renewable Energy Laboratory, Department of Energy, Tech. rep. NREL/SR-560-34715, Aug.2003.

[36] VASCONCELLOS, Alexandre. Paralelismo de Sistemas Industriais Autogeradores e Rede Pública: Aspectos Técnicos da Integração dos Sistemas e Perspectivas Futuras. FIGENER S/A Engenheiros Associados, SP.

[37] KAGAN, Nelson et al. Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 1ª.ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2005.

[38] CEMIG, Proteção Contra Sobrecorrentes em Redes de Distribuição Aéreas. Estudo de Distribuição 3.3, 1994.

[39] ADVANCED SYSTEMS FOR POWER ENGINEERING, INC.. About. Disponível em: <http://www.aspeninc.com/aspen/index.php?option=com_content&view=article&id=99&Itemid=29> Acesso em: 14 nov. 2011.

[40] Xia, Y. Q., Li, K. K. et al. (1994). "Adaptive Relaying Setting for Standalone Digital Distance Protection." IEEE Transactions on Power Delivery 9(1): 480-91.

[41] CRISOSTNES, Leonel et al. Development of an intelligent system for power adaptive protection . Rev. ciênc. exatas, Taubaté, v. 9/10, n. 1-2, p. 89-99, 2003/2004.

[42] Giovanini, R., Hopkinson, K., Coury, D.V., Thorp, J.S. A"Primary and Backup Cooperative Protection System Based on Wide Area Agents", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.21 (3), July 2006.

[43] CHILVER, Ian; JENKINS, Nick; CROSSLEY, Peter. Development of Distribuition Network Protection Schemes to Maximise the Connection of Distributed Generation. 17ª International Conference on Eletricity Distribution. Barcelona, Maio de 2003.

[44] JAVADIAN, S.A.M, HAGHIFAM, M.R, MASSAELI, M. Risk Analysis of Protection System´s Operation in Distribution Networks with DG. 2011 Internacional Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. Espanha, Maio de 2011.

[45] "Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation," in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, vol. 1, 2002, pp. 453–458.

[46] BRAHMA, Sukumar M; GIRGIS, Addly A. Development of Adaptive Protection Sheme for Distribution Systems with High Penetration of Distributed Generation. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, n° 1, Janeiro de 2004.

[47] JARDINI, José Antonio; RUSH, Peter; et al. Proteção e Automação de Redes – Conceitos e Aplicações. 1ª.ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2011.

[48] BRITTO, Tales M. et all. Distributed Generation Impacts on the Coordination of Protection Systems in Distribution Networks.

[49] ALMEIDA, Carlos Frederico M.; AREFIFAR, Seyed Ali; KAGAN, Nelson; XU, Wilsun. Avaliação do Impacto de Geração Distribuida em Sistemas de Distribuição devido a operações de religamentos. Espaço Energia, n° 13, outubro de 2010.

[50] VIEIRA DE ABREU, Gonçalves de Oliveira y MALLET-GUY Guerra. Energia, Economia, Rotas Tecnológicas. Textos selecionados. 1ª.ed. Palmas: Edición electrónica gratuita, 2010. Texto completo em www.eumed.net/libros/2010e/827/ Acesso em: 20 de Dezembro de 2011.

[51] IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 1547-2003: IEEE* Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. 2003. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 29 de Dezembro de 2011.

[52] Departamento de Sistemas de Energia Elétrica - Unicamp; Desenvolvimento de Metodologias e procedimentos para Análise Sistemica da Instalação de Geração Ultra dispersa na Rede Secundária da Cemig D. 22 de dezembro de 2011.

[53] COURY, Denis Vinicius. SEL 308: Introdução aos Sistemas Elétricos de Potência. Universidade de São Paulo – Escola de Engenharia São Carlos, 2003.

[54] IEEE Subsynchronous Resonance Working Group, 1980. "Proposed Terms and Definitions for Subsynchronous Oscillations." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99 (March/April), no. 2, 506-511.

[55] CPFL Energia. "Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL – ND33," Fevereiro 2007.

[56] ANEEL. PRODIST. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Revisão 3 de 12 de abril de 2011. Disponível em http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82, acesso em 9 de novembro de 2011